



YPF SOCIEDAD ANONIMA
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015

CONTENIDO

<u>Nota</u>	<u>Descripción</u>	<u>Página</u>
	Glosario de términos	1
	Información legal	2
	Estados de situación financiera consolidados	3
	Estados de resultados integrales consolidados	4
	Estados de cambios en el patrimonio consolidados	5
	Estados de flujos de efectivo consolidados	8
	Notas a los estados financieros consolidados:	
1	Información general, estructura y organización del negocio del Grupo	9
2	Bases de preparación de los estados financieros consolidados	10
3	Adquisiciones y disposiciones	41
4	Administración del riesgo financiero	45
5	Información por segmentos	49
6	Instrumentos financieros por categoría	51
7	Activos intangibles	55
8	Propiedades, planta y equipo	55
9	Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	58
10	Inventarios	61
11	Otros créditos	61
12	Créditos por ventas	61
13	Efectivo y equivalentes de efectivo	61
14	Provisiones	62
15	Impuesto a las ganancias	70
16	Préstamos	72
17	Otros pasivos	74
18	Cuentas por pagar	74
19	Ingresos	74
20	Costos	74
21	Gastos por naturaleza	75
22	Otros resultados operativos, netos	76
23	Resultados financieros, netos	76
24	Inversiones en Uniones Transitorias	77
25	Patrimonio	78
26	Resultado neto por acción	78
27	Desconsolidación de las Entidades de Maxus	79
28	Activos y pasivos contingentes	89
29	Compromisos contractuales	95
30	Principales regulaciones y otros	108
31	Saldos y transacciones con partes relacionadas	131
32	Planes de beneficios y obligaciones similares	134
33	Activos y pasivos en monedas distintas del peso	136
34	Hechos posteriores	137



GLOSARIO DE TÉRMINOS

Término	Definición
ADR	American Depositary Receipt
ADS	American Depositary Share
AESA	Subsidiaria A-Evangelista S.A.
AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
Asociada	Sociedad sobre la cual YPF posee influencia significativa conforme lo dispuesto por la NIC 28
BONAR	Bonos de la Nación Argentina
CDS	Asociada Central Dock Sud S.A.
CIMSA	Subsidiaria Compañía de Inversiones Mineras S.A.
CNDC	Comisión Nacional de la Defensa de la Competencia
CNV	Comisión Nacional de Valores
CSJN	Corte Suprema de Justicia de la Nación
DOP	Deliver or Pay
El Grupo	YPF y sus subsidiarias
Eleran	Subsidiaria Eleran Inversiones 2011 S.A.U.
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
FACPCPE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
IDS	Asociada Inversora Dock Sud S.A.
IPIM	Índice de Precios Internos al por Mayor
IVA	Impuesto al Valor Agregado
LGS	Ley General de Sociedades N°19.550 (T.O. 1984) y sus modificaciones
MEGA	Negocio conjunto Compañía Mega S.A.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Metroenergía	Subsidiaria Metroenergía S.A.
Metrogas	Subsidiaria Metrogas S.A.
MINEM	Ministerio de Energía y Minería
MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas (British thermal unit)
Negocio conjunto	Sociedad sobre la cual YPF posee control conjunto conforme lo dispuesto por la NIIF 11
NIC	Norma Internacional de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
Oiltanking	Asociada Oiltanking Ebytem S.A.
Oldelval	Asociada Oleoductos del Valle S.A.
ON	Obligaciones negociables
OPESSA	Subsidiaria Operadora de Estaciones de Servicios S.A.
OTA	Asociada Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.
OTC	Asociada Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.
PIST	Punto de Ingreso al Sistema de Transporte
Profertil	Negocio conjunto Profertil S.A.
Refinor	Negocio conjunto Refinería del Norte S.A.
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission
Subsidiaria	Sociedad sobre la cual YPF tiene control, conforme lo dispuesto por la NIIF 10
Termap	Asociada Terminales Marítimas Patagónicas S.A.
UGE	Unidad Generadora de Efectivo
US\$	Dólar estadounidense
US\$/Bbl	Dólar por barril
UT	Unión Transitoria
Y-GEN I	Negocio conjunto Y-GEN Eléctrica S.R.L.
Y-GEN II	Negocio conjunto Y-GEN Eléctrica II S.R.L.
YPF Brasil	Subsidiaria YPF Brasil Comercio Derivado de Petróleo Ltda.
YPF Chile	Subsidiaria YPF Chile S.A.
YPF EE	Subsidiaria YPF Energía Eléctrica S.A.
YPF Gas	Asociada YPF Gas S.A.
YPF Holdings	Subsidiaria YPF Holdings, Inc.
YPF International	Subsidiaria YPF International S.A.
YPF o la Sociedad	YPF Sociedad Anónima
YPF SP	Subsidiaria YPF Servicios Petroleros S.A.
YTEC	Subsidiaria YPF Tecnología S.A.



INFORMACIÓN LEGAL

Domicilio legal

Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Ejercicio económico

N° 41 iniciado el 1° de enero de 2017

Actividad principal de la Sociedad

La Sociedad tendrá por objeto llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, el estudio, la exploración y la explotación de los yacimientos de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y demás minerales, como asimismo, la industrialización, transporte y comercialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, incluyendo también productos petroquímicos, químicos derivados o no de hidrocarburos y combustibles de origen no fósil, biocombustibles y sus componentes, así como la generación de energía eléctrica a partir de hidrocarburos, a cuyo efecto podrá elaborarlos, utilizarlos, comprarlos, venderlos, permutarlos, importarlos o exportarlos, así como también tendrá por objeto prestar, por sí, a través de una sociedad controlada, o asociada a terceros, servicios de telecomunicaciones en todas las formas y modalidades autorizadas por la legislación vigente y previa solicitud de las licencias respectivas en los casos que así lo disponga el marco regulatorio aplicable, así como también la producción, industrialización, procesamiento, comercialización, servicios de acondicionamiento, transporte y acopio de granos y sus derivados, así como también realizar cualquier otra actuación complementaria de su actividad industrial y comercial o que resulte necesaria para facilitar la consecución de su objeto. Para el mejor cumplimiento de estos objetivos podrá fundar, asociarse con o participar en personas jurídicas de carácter público o privado domiciliadas en el país o en el exterior, dentro de los límites establecidos en el Estatuto.

Inscripción en el Registro Público

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

Fecha de finalización del Contrato Social

15 de junio de 2093.

Última modificación de los Estatutos

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

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

No adherida (modificado por Ley N° 26.831).

Capital

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

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

3.933.127.930.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	Notas	2017	2016	2015
ACTIVO				
Activo no corriente				
Activos intangibles.....	7	9.976	8.114	7.279
Propiedades, planta y equipo	8	354.443	308.014	270.905
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.....	9	6.045	5.488	4.372
Activos mantenidos para su disposición	3	8.823	-	-
Activos por impuesto diferido, netos	15	588	564	954
Otros créditos	11	1.335	3.909	2.501
Créditos por ventas	12	2.210	87	469
Inversiones en activos financieros	6	-	7.737	-
Total del activo no corriente		383.420	333.913	286.480
Activo corriente				
Inventarios.....	10	27.291	21.820	19.258
Otros créditos	11	12.684	13.456	19.413
Créditos por ventas	12	40.649	33.645	22.111
Inversiones en activos financieros	6	12.936	7.548	804
Efectivo y equivalentes de efectivo	13	28.738	10.757	15.387
Total del activo corriente		122.298	87.226	76.973
TOTAL DEL ACTIVO		505.718	421.139	363.453
PATRIMONIO				
Aportes de los propietarios		10.402	10.403	10.349
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		141.893	108.352	110.064
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante		152.295	118.755	120.413
Interés no controlante		238	(94)	48
TOTAL DEL PATRIMONIO		152.533	118.661	120.461
PASIVO				
Pasivo no corriente				
Provisiones.....	14	54.734	47.358	39.623
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición	3	4.193	-	-
Pasivos por impuesto diferido, netos	15	37.645	42.465	44.812
Cargas fiscales		220	98	207
Préstamos	16	151.727	127.568	77.934
Otros pasivos	17	277	336	340
Cuentas por pagar.....	18	1.655	2.187	285
Total del pasivo no corriente		250.451	220.012	163.201
Pasivo corriente				
Provisiones.....	14	2.442	1.994	2.009
Impuesto a las ganancias a pagar		191	176	1.487
Cargas fiscales.....		6.879	4.440	6.047
Remuneraciones y cargas sociales		4.132	3.094	2.452
Préstamos	16	39.336	26.777	27.817
Otros pasivos	17	2.383	4.390	413
Cuentas por pagar.....	18	47.371	41.595	39.566
Total del pasivo corriente		102.734	82.466	79.791
TOTAL DEL PASIVO		353.185	302.478	242.992
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO		505.718	421.139	363.453

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	Notas	2017	2016	2015
Ingresos	19	252.813	210.100	156.136
Costos.....	20	(211.812)	(177.304)	(119.537)
Resultado bruto.....		41.001	32.796	36.599
Gastos de comercialización.....	21	(17.954)	(15.212)	(11.099)
Gastos de administración.....	21	(8.736)	(7.126)	(5.586)
Gastos de exploración.....	21	(2.456)	(3.155)	(2.473)
Recupero / (Deterioro) de propiedades, planta y equipo y activos intangibles.....	2.c y 8	5.032	(34.943)	(2.535)
Otros resultados operativos, netos	22	(814)	3.394	1.682
Resultado operativo.....		16.073	(24.246)	16.588
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos.....	9	1.428	588	318
Ingresos financieros	23	17.623	16.759	27.263
Costos financieros.....	23	(28.629)	(24.944)	(16.016)
Otros resultados financieros.....	23	2.208	2.039	910
Resultados financieros, netos	23	(8.798)	(6.146)	12.157
Resultado antes de impuesto a las ganancias.....		8.703	(29.804)	29.063
Impuesto a las ganancias.....	15	3.969	1.425	(24.637)
Resultado neto del ejercicio.....		12.672	(28.379)	4.426
Resultado neto del ejercicio atribuible a:				
- Accionistas de la controlante		12.340	(28.237)	4.579
- Interés no controlante.....		332	(142)	(153)
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante básico y diluido.....	26	31,43	(72,13)	11,68
Otros resultados integrales				
Resultados actuariales - Planes de pensión ⁽¹⁾		-	-	6
Diferencia de cambio de inversiones en subsidiarias ⁽²⁾		-	-	(189)
Diferencia de conversión de activos mantenidos para su disposición		(499)	-	-
Diferencia de conversión de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos ⁽³⁾		(641)	(938)	(1.466)
Diferencia de conversión de YPF ⁽⁴⁾		23.057	28.352	45.407
Total otros resultados integrales del ejercicio⁽⁵⁾		21.917	27.414	43.758
Resultado integral total del ejercicio		34.589	(965)	48.184

(1) Se reclasifica inmediatamente a resultados acumulados.

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

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

(4) No se revertirán a resultados.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944FERNANDO G. DEL POZO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138MIGUEL ANGEL GUTIERREZ
Presidente


YPF SOCIEDAD ANONIMA
**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

2017									
Aportes de los propietarios									
	Capital suscripto	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al inicio del ejercicio	3.923	6.085	10	16	61	(152)	(180)	640	10.403
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽⁴⁾	-	-	-	-	162	-	-	-	162
Recompra de acciones propias en cartera.....	(3)	(4)	3	4	-	(100)	-	-	(100)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	4	4	(4)	(4)	(187)	161	(37)	-	(63)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 28 de abril de 2017 ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones de las reuniones de Directorio del 8 de junio, 9 de julio y 14 de diciembre de 2017 ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	<u>3.924</u>	<u>6.085</u>	<u>9</u>	<u>16</u>	<u>36</u>	<u>(91)</u>	<u>(217)</u>	<u>640</u>	<u>10.402</u>

2017										
Reservas							Patrimonio atribuible a			
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
Saldos al inicio del ejercicio	2.007	5	24.904	490	3.648	105.529	(28.231)	118.755	(94)	118.661
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	162	-	162
Recompra de acciones propias en cartera.....	-	-	-	-	-	-	-	(100)	-	(100)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	-	(63)	-	(63)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 28 de abril de 2017 ⁽³⁾	-	711	(24.904)	(390)	(3.648)	-	28.231	-	-	-
Disposiciones de las reuniones de Directorio del 8 de junio, 9 de julio y 14 de diciembre de 2017 ⁽³⁾	-	(716)	-	-	-	-	-	(716)	-	(716)
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	21.917	-	21.917	-	21.917
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	12.340	12.340	332	12.672
Saldos al cierre del ejercicio	<u>2.007</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>100</u>	<u>-</u>	<u>127.446</u> ⁽¹⁾	<u>12.340</u>	<u>152.295</u>	<u>238</u>	<u>152.533</u>

(1) Incluye 132.391 correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de YPF y (4.945) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar, tal como se detalla en la Nota 2.b.1.

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

(3) Ver Nota 25.

(4) Ver Nota 32.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA
**ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015 (Cont.)**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



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

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

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

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

(3) Ver Nota 32.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015 (Cont.)

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



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

	2015						Patrimonio atribuible a			
	Reservas									
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
Saldos al inicio del ejercicio	2.007	5	12.854	320	3.648	34.363	9.033	72.630	151	72.781
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	124	-	124
Recompra de acciones propias en cartera.....	-	-	-	-	-	-	-	(120)	-	(120)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	(55)	-	(55)
Aportes del interés no controlante.....	-	-	-	-	-	-	-	-	50	50
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2015.....	-	503	8.410	120	-	-	(9.033)	-	-	-
Disposición de la reunión de Directorio del 8 de junio de 2015.....	-	(503)	-	-	-	-	-	(503)	-	(503)
Reclasificación de resultados actuariales ⁽²⁾	-	-	-	-	-	(6)	6	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	43.758	-	43.758	-	43.758
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	4.579	4.579	(153)	4.426
Saldos al cierre del ejercicio	<u>2.007</u>	<u>5</u>	<u>21.264</u>	<u>440</u>	<u>3.648</u>	<u>78.115</u> ⁽¹⁾	<u>4.585</u>	<u>120.413</u>	<u>48</u>	<u>120.461</u>

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

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

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

(4) Ver Nota 32.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	2017	2016	2015
Actividades operativas:			
Resultado neto	12.672	(28.379)	4.426
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las operaciones:</i>			
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(1.428)	(588)	(318)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	53.512	44.752	26.685
Amortización de activos intangibles	838	717	323
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	4.592	5.791	3.773
Cargo por impuesto a las ganancias	(3.969)	(1.425)	24.637
(Recupero) / Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(5.032)	34.943	2.535
Aumento neto de provisiones	4.924	6.040	3.598
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros ⁽¹⁾	7.611	3.298	(13.449)
Planes de beneficios en acciones	162	153	124
Seguros devengados	(206)	-	(1.688)
Resultado por desconsolidación de subsidiarias	-	(1.528)	-
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	(8.073)	(16.079)	(8.031)
Otros créditos	895	5.406	(6.143)
Inventarios	(1.686)	1.469	101
Cuentas por pagar	6.408	(1.133)	6.676
Cargas fiscales	2.550	(1.776)	4.544
Remuneraciones y cargas sociales	1.065	784	549
Otros pasivos	(717)	190	(465)
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(1.388)	(1.753)	(1.758)
Dividendos cobrados	328	420	180
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	-	607	2.036
Pagos de impuesto a las ganancias	(1.084)	(2.726)	(6.931)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	71.974	49.183	41.404
Actividades de inversión:⁽²⁾			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(59.618)	(64.160)	(63.774)
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(891)	(448)	(163)
Cobros por ventas de activos financieros	4.287	1.072	-
Pagos por adquisición de activos financieros	-	(3.476)	(324)
Cobro de seguros por daño material	-	355	212
Intereses cobrados de activos financieros	980	483	-
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(55.242)	(66.174)	(64.049)
Actividades de financiación:⁽²⁾			
Pago de préstamos	(36.346)	(73.286)	(24.090)
Pago de intereses	(17.912)	(16.330)	(6.780)
Préstamos obtenidos	54.719	101.322	55.158
Recompra de acciones propias en cartera	(100)	(50)	(120)
Aportes del interés no controlante	-	50	-
Dividendos pagados	(716)	(889)	(503)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(355)	10.817	23.665
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo ..	1.665	1.692	4.609
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	(61)	-	-
Desconsolidación de subsidiarias	-	(148)	-
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	17.981	(4.630)	5.629
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	10.757	15.387	9.758
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	28.738	10.757	15.387
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	17.981	(4.630)	5.629

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

(2) Las principales transacciones de inversión y financiación que no requirieron el uso de efectivo y equivalentes de efectivo consistieron en:

	2017	2016	2015
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y cánones por extensión de concesiones pendientes de cancelación	6.019	6.559	6.799
Altas (Bajas) por costos de abandono de pozos de hidrocarburos	(4.913)	2.243	(1.281)
Aportes en negocios conjuntos	19	-	-
Dividendos a cobrar	-	100	100
Incremento de inversiones en activos financieros a través de una disminución en créditos por ventas y otros créditos	-	9.918	-
Baja de préstamos por acuerdo "El Orejano"	-	-	2.373
Aportes del interés no controlante	-	-	50

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944FERNANDO G. DEL POZO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138MIGUEL ANGEL GUTIERREZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015**

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

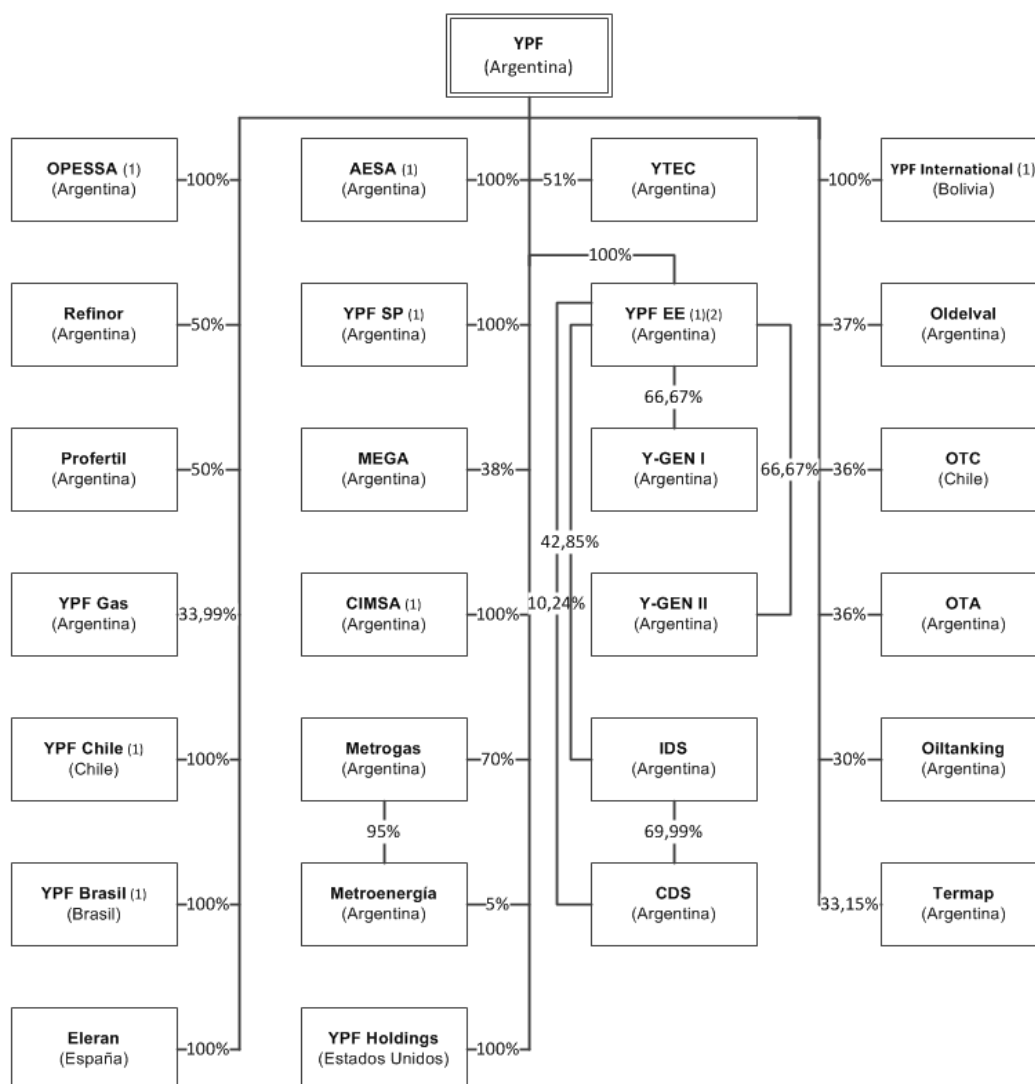
**1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO**Información general

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

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

Estructura y organización del grupo económico

El siguiente cuadro muestra la estructura organizacional, incluyendo las principales sociedades del Grupo, al 31 de diciembre de 2017:



(1) Tenencia directa e indirecta.

(2) Ver Nota 3.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015**

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

Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo lleva a cabo sus operaciones de acuerdo con la siguiente organización:

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

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

Casi la totalidad de las operaciones, propiedades y clientes se encuentran ubicados en Argentina. No obstante, el Grupo posee participación en áreas de exploración y producción en Chile y en Bolivia. Asimismo, el Grupo comercializa lubricantes y derivados en Brasil y Chile.

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

Los estados financieros consolidados del Grupo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 se presentan sobre la base de las NIIF, tal como fueron emitidas por el IASB.

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

Los importes y otra información correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 son parte integrante de los estados financieros consolidados mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean sólo en relación con esos estados financieros.

Los presentes estados financieros consolidados fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 2 de marzo de 2018.

Clasificación en corriente y no corriente

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

Todos los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes. Los activos y pasivos por impuestos corriente (impuesto a las ganancias a pagar) y diferido se presentan separados entre sí y de los otros activos y pasivos, como corrientes y no corrientes, según corresponda.

Cierre de ejercicio económico

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

Uso de estimaciones

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

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

Bases de consolidación

A los efectos de la presentación de los estados financieros consolidados, la consolidación se ha realizado aplicando el método de consolidación global a todas las subsidiarias, que son todas aquellas sobre las que el Grupo ejerce control. El Grupo controla una entidad cuando está expuesto, o tiene derechos a los resultados variables provenientes de su participación en la entidad y tiene la capacidad de afectar dichos resultados a través de su poder sobre la entidad. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, de más del 50% de las acciones con derecho a voto de una sociedad.

Las participaciones en UT y otros contratos similares que otorgan al Grupo un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato, han sido consolidadas línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a las UT se presentan en el estado de situación financiera consolidado y en el estado de resultados integrales consolidado de acuerdo con su naturaleza específica.

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

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

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

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

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

La NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente. Para ello, en términos generales, se debe computar en las partidas no monetarias la inflación producida desde la fecha de adquisición o desde la fecha de revaluación, según corresponda. A los efectos de concluir sobre la existencia de una economía hiperinflacionaria, la norma detalla una serie de factores a considerar entre los que se incluye una tasa acumulada de inflación en tres años que se aproxime o exceda el 100%.

Teniendo en consideración la tendencia decreciente de inflación, la inconsistencia de los datos de inflación publicados en años anteriores y que el resto de los indicadores no dan lugar a una conclusión definitiva, la Dirección de la Sociedad entiende que no existe evidencia suficiente para concluir que Argentina sea considerado un país con economía hiperinflacionaria al 31 de diciembre de 2017. Esta conclusión está en línea con lo expresado por el International Practices Task Force de AICPA ("American Institute of Certified Public Accountants") que no consideró a Argentina como un país con una economía hiperinflacionaria. Por lo tanto, no se han aplicado los criterios de reexpresión de la información financiera establecidos en la NIC 29 en el ejercicio corriente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

Sin embargo, en los últimos años, ciertas variables macroeconómicas que afectan los negocios de estas sociedades, tales como el costo salarial, los precios de las principales materias primas e insumos y los servicios, han sufrido variaciones de cierta importancia. Esta circunstancia debe ser considerada en la evaluación e interpretación de la situación financiera y los resultados de estas sociedades en los estados financieros.

2.b) Políticas contables significativas

2.b.1) Moneda funcional, moneda de presentación y efecto impositivo en Otros resultados integrales

Moneda funcional

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

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

Los activos, pasivos y resultados correspondientes a las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, se expresan en sus respectivas monedas funcionales. Los efectos de la conversión a dólares de la información contable de las sociedades cuya moneda funcional es distinta del dólar se registran en "Otros resultados integrales" dentro del estado de resultados integrales.

Moneda de presentación

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

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

Efecto impositivo en Otros resultados integrales

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

2.b.2) Activos financieros

Clasificación

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

- Activos financieros a costo amortizado

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

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

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

- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

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

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

Reconocimiento y medición

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

Desvalorización de activos financieros

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

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

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

Compensación de instrumentos financieros

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

2.b.3) Inventarios

Los inventarios se valúan por el menor valor entre el costo y el valor neto de realización. El costo incluye los costos de adquisición (neto de descuentos, devoluciones y similares), transformación, así como otros costos en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones para ser comercializados. El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso ordinario del negocio menos los gastos de venta.

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

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

2.b.4) Activos intangibles

El Grupo reconoce los activos intangibles por su costo de adquisición o desarrollo, los cuales se amortizan de forma sistemática a lo largo de su vida útil. Al cierre del ejercicio dichos activos están valuados a su costo de adquisición o desarrollo, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF menos su correspondiente depreciación o amortización acumulada y, de corresponder, pérdidas por desvalorización.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo:

i. Concesiones de servicios

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

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

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

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

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

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

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

ii. Derechos de exploración

El Grupo clasifica los derechos de exploración como activos intangibles, los cuales están valuados a su costo, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF, netos de su correspondiente desvalorización, en caso de corresponder.

En este orden, las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haber perdido valor. En caso de producirse un deterioro de valor, éste es reconocido en el estado de resultados integrales, registrando la correspondiente pérdida. Los costos de exploración (gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y otros costos relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costos de perforación de los pozos exploratorios, se imputan a resultados en el momento en que se incurren.

iii. Otros intangibles

En este apartado se incluyen principalmente costos relativos a aplicaciones informáticas y gastos de desarrollo activables como así también activos representativos de derechos de uso de tecnología y conocimiento ("know how") para la fabricación y explotación comercial de equipos vinculados a la extracción de petróleo. Los mismos se encuentran valuados a costo de adquisición, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF, menos las correspondientes amortizaciones acumuladas y, de corresponder, las pérdidas por desvalorización.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

La amortización se calcula por el método de la línea recta en base a la vida útil estimada para cada tipo de activos y varía entre los 3 y 14 años. El Grupo revisa anualmente la mencionada vida útil estimada.

El Grupo no posee activos intangibles con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015.

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

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

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

Las asociadas son todas aquellas en las que el Grupo posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control ni control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20% y menor al 50%.

Los acuerdos conjuntos son acuerdos contractuales mediante los cuales el Grupo y otra parte o partes poseen el control conjunto de dicho acuerdo. De acuerdo a lo establecido por la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" y la NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos", las inversiones en las cuales dos o más partes tienen el control conjunto (definido como "acuerdo conjunto") deben ser clasificadas en cada caso como operación conjunta (cuando las partes que tienen el control conjunto tienen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos relacionados al acuerdo conjunto) o negocio conjunto (cuando las partes que ejercen el control conjunto tienen los derechos sobre los activos netos del acuerdo conjunto). Considerando dicha clasificación, las operaciones conjuntas deben ser consolidadas proporcionalmente, mientras que los negocios conjuntos son registrados por el método del valor patrimonial proporcional.

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

Las inversiones en sociedades en las que el Grupo no posee influencia significativa o control conjunto son valuadas al costo.

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

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

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

A partir de la vigencia de la Ley N° 25.063, los dividendos, en dinero o en especie, que el Grupo reciba por sus inversiones en otras sociedades en exceso de las utilidades impositivas acumuladas que éstas mantengan al momento de su distribución, estarán sujetos a una retención del 35% en concepto de impuesto a las ganancias con carácter de pago único y definitivo. El Grupo no ha efectuado cargo alguno por este impuesto por estimar que los dividendos provenientes de utilidades registradas mediante la aplicación del método del valor patrimonial proporcional no estarán sujetos a dicho impuesto. Sin embargo, de acuerdo a la Ley N° 27.430 de Reforma Tributaria anteriormente mencionada, se elimina este impuesto para los ingresos devengados a partir del 2018 (ver Nota 30.I).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015

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

Las propiedades, planta y equipo se valúan al costo de adquisición más todos los gastos directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento, tomando en consideración el criterio de costo atribuido adoptado por el Grupo en la transición a NIIF.

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

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

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

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

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

Depreciaciones

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

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

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

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

Actividades de producción de petróleo y gas

El Grupo utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas. Los costos originados en la adquisición de concesiones de explotación en zonas con reservas probadas y no probadas se activan en el apartado "Propiedad minera, pozos y equipos de explotación" cuando se incurre en ellos. Los costos asociados a la adquisición de permisos de exploración se encuentran clasificados como activos intangibles.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

Los costos de exploración, excluidos los costos de perforación de pozos exploratorios, son imputados a resultados cuando se incurren. Los costos de perforación de los pozos exploratorios, incluidos los pozos de prueba estratigráfica, se activan hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los mencionados costos de perforación se imputan al estado de resultados integrales. Ocasionalmente, al momento de finalizar la perforación de un pozo exploratorio se puede determinar la existencia de reservas que aún no pueden ser clasificadas como reservas probadas. En esas situaciones, el costo del pozo exploratorio se mantiene activado si el mismo ha descubierto un volumen de reservas que justifique el desarrollo del mismo como pozo productivo y si el Grupo está logrando un progreso sustancial en la evaluación de las reservas y de la viabilidad económica y operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumple el costo del mismo es imputado a resultados. Adicionalmente a lo mencionado previamente, la actividad exploratoria implica en muchos casos la perforación de múltiples pozos, a través de varios años, con el objetivo de evaluar completamente los proyectos. Esto último tiene como consecuencia, entre otras causas, la posibilidad de que existan pozos exploratorios que se mantienen en evaluación por períodos prolongados, a la espera de la conclusión de los pozos y actividades exploratorias adicionales necesarias para poder evaluar y cuantificar las reservas relacionadas con cada proyecto. El detalle sobre los costos de pozos exploratorios en estado de evaluación se describe en la Nota 8.

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

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

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

Costos de abandono de pozos

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

Propiedades, planta y equipo de naturaleza medioambiental

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

2.b.7) Provisiones y pasivos contingentes

El Grupo distingue entre:

i. Provisiones

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

ii. Pasivos contingentes

Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control del Grupo, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya liquidación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos. Consecuentemente, los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sino que los mismos son informados en nota en la medida que sean significativos, conforme a los requerimientos de la NIC 37, "Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes". Ver Nota 28.

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

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

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

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

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

A los fines de evaluar la recuperabilidad de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable en la fecha de cierre del ejercicio, o más frecuentemente, si existieran indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido.

A tal efecto, los activos se agrupan en UGE, en tanto que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que sean independientes de los generados por otros activos o UGE, todo ello teniendo en cuenta las condiciones regulatorias, económicas, operativas y comerciales. Considerando lo antes mencionado, los activos del Grupo se han agrupado en nueve UGE que se detallan a continuación:

i. Segmento de Upstream

Los activos de este segmento han sido agrupados en cuatro UGE: 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

- UGE Petróleo;
- UGE Gas – Cuenca Neuquina;
- UGE Gas – Cuenca Noroeste;
- UGE Gas – Cuenca Austral;

Al 31 de diciembre de 2016, existían las UGE Gas – Cuenca Neuquina – YSUR y UGE Gas – Cuenca Austral – YSUR, las cuales luego de la fusión operativa del Grupo YSUR con YPF, fueron incorporadas a las UGE Gas – Cuenca Neuquina y UGE Gas – Cuenca Austral, ambas de YPF.

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

ii. Segmento de Gas y Energía

Los activos de este segmento han sido agrupados en tres UGE: la UGE Gas y Energía YPF, que incluye principalmente la comercialización y regasificación de gas natural; la UGE Metrogas, que incluye los activos relacionados con las actividades de distribución de gas natural; y la UGE YPF EE, que incluye los activos relacionados con la actividad de generación y comercialización de energía eléctrica. Respecto de la UGE YPF EE, ver Nota 3.

iii. Segmento de Downstream

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

iv. Administración central y otros

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

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

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

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

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

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un período anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores. Ver Nota 2.c).

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

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

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de las propiedades, planta y equipo y activos intangibles consiste en la utilización del mayor valor entre: i) el cálculo del valor de uso, a partir de los flujos de fondos esperados futuros derivados de la explotación de tales activos, descontados con una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado; y de estar disponible, ii) el precio que se recibiría en una transacción ordenada entre participantes de mercado por vender el activo a la fecha de los presentes estados financieros consolidados, menos los costos de disposición de dichos activos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

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

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

Los flujos de efectivo de los negocios de Downstream y Gas y Energía se estiman, entre otras cuestiones, a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costos fijos y flujos de inversión, acordes con las expectativas consideradas en los planes estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño o ampliaciones del activo. El horizonte de evaluación de las proyecciones es de 10 años, considerando en el último período una renta anual, en función de la vida útil prolongada de los activos de esta UGE.

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

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

i. Planes de retiro

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

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

ii. Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño

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

iii. Plan de beneficios basados en acciones

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

Este plan consiste en otorgar a cada empleado elegido para participar en los mismos acciones de la Sociedad con la condición que permanezca en la misma en el período que fuera oportunamente definido en el plan (período de hasta tres años desde la fecha de otorgamiento, en adelante “el período de servicio”), constituyendo esta última la condición única y necesaria para acceder a la retribución final pactada.

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

2.b.11) Criterio de reconocimiento de ingresos

Criterio general

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

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

Reconocimiento de ingresos por esquema de incentivos

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

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

Adicionalmente, la instrumentación del incentivo por bienes de capital, informática y telecomunicaciones para los fabricantes nacionales se materializa mediante la emisión de un bono fiscal, en la medida en que dichos fabricantes cuenten con establecimientos industriales radicados en el territorio nacional, tal como es el caso de AESA. Dichos incentivos son reconocidos por el Grupo en los ejercicios en que se cumplen los requisitos formales establecidos por los decretos del Poder Ejecutivo Nacional N° 379/2001, N° 1551/2001, sus modificaciones y reglamentos. El bono recibido es computable como crédito fiscal para el pago de impuestos nacionales (impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta, impuesto al valor agregado e impuestos internos) y podrá ser cedido a terceros una única vez. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro “Otros resultados operativos, netos” dentro del estado de resultados integrales.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

Método de reconocimiento de ingresos y costos de obras en contratos de construcción

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

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

A continuación se detalla la siguiente información relacionada con los contratos de construcción al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	Ingresos del ejercicio	Costos incurridos más ganancias reconocidas acumuladas	Contratos en curso	
			Anticipos recibidos	Retenciones en pagos
2017.....	710	1.398	61	-
2016.....	778	1.236	-	-
2015.....	455	577	-	-

2.b.12) Arrendamientos

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

El Grupo como arrendatario:

- Arrendamientos operativos

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

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

- Arrendamientos financieros

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

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

El Grupo no posee activos arrendados a terceros significativos.

2.b.13) Resultado neto por acción

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, YPF no ha emitido instrumentos de patrimonio que den lugar a acciones ordinarias potenciales (considerando asimismo la intención de la Sociedad de cancelar los planes de beneficios en acciones mediante la recompra en el mercado), por lo que el cálculo del resultado neto diluido por acción coincide con el cálculo de la resultado neto básico por acción. Ver Nota 26.

2.b.14) Pasivos financieros

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

El Grupo eliminará de su estado de situación financiera un pasivo financiero (o una parte de éste) cuando se haya extinguido, esto es, cuando la obligación especificada en el correspondiente contrato haya sido pagada o cancelada, o haya expirado.

El Grupo contabilizará una permuta de instrumentos financieros con condiciones sustancialmente diferentes como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero. De forma similar, el Grupo contabilizará una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente o de una parte del mismo como una cancelación del pasivo financiero original y el reconocimiento de un nuevo pasivo financiero.

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

2.b.15) Impuestos, retenciones y regalías

Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta

El Grupo determina el cargo contable por impuesto a las ganancias de acuerdo con el método del impuesto diferido, el cual considera el efecto de las diferencias temporarias originadas en la distinta base de medición de activos y pasivos según criterios contables e impositivos y de los quebrantos impositivos existentes y créditos fiscales no utilizados susceptibles de deducción de ganancias impositivas futuras, computados considerando la tasa impositiva que se encuentre vigente, al momento de su utilización o reversión.

De acuerdo a las últimas modificaciones introducidas por la Ley N° 27.430 de Reforma Tributaria publicada en el Boletín Oficial el 29 de diciembre de 2017 (ver Nota 30.I), la alícuota general del impuesto se reduce del 35% actualmente vigente al 30% para los ejercicios 2018 y 2019 y al 25% a partir del año 2020. En este sentido, si bien los cambios graduales de la alícuota del impuesto a las ganancias no son aplicables para la medición del impuesto corriente devengado al 31 de diciembre de 2017, el principal impacto contable de la nueva normativa se produce en la medición de activos y pasivos por impuesto diferido. Ver Nota 15.

Adicionalmente, en caso de determinarse ganancia impositiva, se 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 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 relación al impuesto a la ganancia mínima presunta, cabe destacar su derogación para los ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2019, conforme lo establecido por la Ley N° 27.260.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

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. Sin embargo, de acuerdo a la Ley N° 27.430 de Reforma Tributaria anteriormente mencionada, se elimina este impuesto para los ingresos devengados a partir de 2018 (ver Nota 30.I).

Impuesto a los bienes personales – Responsable sustituto

Las personas y entidades extranjeras, así como las sucesiones indivisas, independientemente si están domiciliadas o con sede en la Argentina o en el extranjero, están sujetas al impuesto sobre los bienes personales del 0,25% del valor de las acciones o ADSs emitidos por entidades de Argentina, al 31 de diciembre de cada año. El impuesto se aplica a los emisores argentinos de dichas acciones o ADSs, tales como YPF, que tiene que pagar este impuesto, en sustitución de los accionistas correspondientes, y se basa en el valor de las acciones (valor patrimonial proporcional), o el valor contable de las acciones derivadas de los últimos estados financieros al 31 de diciembre de cada año. De conformidad con la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales, el Grupo tiene el derecho a obtener el reembolso del impuesto pagado por parte de los accionistas a quienes el impuesto mencionado le resultare aplicable, mediante el mecanismo de reembolso que el Grupo estime conveniente. Sin embargo, de acuerdo a la Ley 27.260 YPF ha solicitado la exención (en beneficio de sus accionistas) de este impuesto. Dicha exención aplicará a los períodos fiscales 2016 a 2018.

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

Por la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados, se abonan regalías equivalentes al 12% (o al 15%, de corresponder) sobre el valor en boca de pozo de dichos productos, el cual es asimilable al precio de venta final menos gastos de transporte y almacenamiento. Adicionalmente, en relación con la extensión del plazo original de concesiones de explotación, el Grupo ha acordado el pago de un canon extraordinario de producción y en algunos casos abonar regalías equivalentes al 10% sobre la producción de hidrocarburos no convencionales (ver Nota 30).

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

2.b.16) Cuentas de patrimonio

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

El Ajuste del capital no es distribuible en efectivo ni en bienes, pero se permite su capitalización mediante la emisión de acciones liberadas. Asimismo, esta partida es aplicable para cubrir pérdidas acumuladas.

Acciones propias en cartera y Ajuste de acciones propias en cartera

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

Planes de beneficios en acciones

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

Costo de adquisición de acciones propias

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

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

Prima de negociación de acciones propias

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

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

Prima de emisión

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

Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la LGS, la Sociedad debe efectuar una reserva legal no inferior al 5% del resultado positivo surgido de la sumatoria algebraica del resultado del ejercicio, los ajustes de ejercicios anteriores, las transferencias de otros resultados integrales a resultados acumulados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% de la suma del Capital suscrito y el saldo de la cuenta Ajuste del capital. Al 31 de diciembre de 2017, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 2.007.

Reserva para futuros dividendos

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

Reserva para inversiones y Reserva para compra de acciones propias

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

Reserva especial ajuste inicial NIIF

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

Dicha reserva no puede desafectarse para efectuar distribuciones en efectivo o en especie entre los Accionistas o propietarios de la Sociedad y sólo puede 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.

Durante el presente ejercicio, esta reserva fue desafectada. Ver Nota 25.

Otros resultados integrales

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

Resultados acumulados

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

Interés no controlante

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

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

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

El Grupo administra las exposiciones a diversos riesgos utilizando diferentes instrumentos financieros. El Grupo no utiliza instrumentos financieros derivados con fines especulativos.

La política del Grupo es aplicar la contabilización de cobertura, de conformidad con la NIIF 9, a las relaciones de cobertura, cuando sea posible hacerlo y su aplicación reduzca la volatilidad. Si bien hay operaciones de cobertura que pueden ser efectivas en términos económicos, no siempre pueden calificar para la contabilización de cobertura conforme a la NIIF 9. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, el Grupo no utilizó instrumentos financieros derivados. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, el Grupo no ha aplicado la contabilización de cobertura a sus instrumentos financieros derivados. Los resultados de los instrumentos financieros derivados se clasifican dentro de "Resultados financieros, netos" en el estado de resultados integrales.

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

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, el Grupo no utilizó instrumentos financieros derivados. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, el Grupo sólo utilizó instrumentos financieros derivados con cotización en mercados activos (contratos de tipo de cambio futuro en dólares).

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

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

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

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

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

2.b.19) Efectivo y equivalentes de efectivo

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

2.b.20) Distribución de dividendos

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

2.b.21) Combinaciones de negocios

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

El Grupo reconocerá en sus estados financieros, los activos identificables adquiridos, los pasivos asumidos, cualquier participación no controlante y, de existir, una llave de negocio de acuerdo a lo establecido por la NIIF 3.

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

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

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

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

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

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

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

2.b.23) Información por segmentos

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

2.b.24) Activos mantenidos para su disposición

En caso de que el Grupo esté comprometido en un plan de disposición, que implique la pérdida de control de una subsidiaria, clasificará todos los activos y pasivos de esa subsidiaria como mantenidos para su disposición, cuando se cumplan los criterios requeridos por la NIIF 5 y sus interpretaciones, independientemente de que el Grupo retenga después de la transacción una participación no controlante en su anterior subsidiaria.

Para aplicar la clasificación anterior, el activo (o grupo de activos) debe estar disponible, en sus condiciones actuales, para su disposición o dilución inmediata, sujeto exclusivamente a los términos usuales y habituales para la disposición o dilución de estos activos (o grupos de activos), y dicha transacción debe ser altamente probable.

Para que la transacción sea altamente probable, el nivel apropiado de la Gerencia o Dirección de la Sociedad, debe estar comprometido con un plan de disposición y debe haberse iniciado de forma activa un programa para completar dicho plan. Además, la disposición del activo (o grupos de activos) debe negociarse activamente a un precio razonable, en relación con su valor razonable actual. Asimismo, debe esperarse que la transacción cumpla las condiciones para su reconocimiento como disposición finalizada dentro del año siguiente a la fecha de clasificación, con las excepciones permitidas por la NIIF 5, y además las actividades requeridas para completar el plan deberían indicar que es improbable que se realicen cambios significativos en el plan o que el mismo vaya a ser cancelado.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

Los activos no corrientes clasificados como mantenidos para su disposición se medirán al menor de su importe en libros o su valor razonable menos los costos relacionados con su disposición.

Al cierre de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo ha clasificado la inversión en la subsidiaria YPF EE como activo mantenido para su disposición. Ver Nota 3.

2.b.25) Nuevos estándares emitidos

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

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

- **Modificaciones a la NIC 7 – Iniciativa sobre información a revelar**

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

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

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

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

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

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

La adopción de las modificaciones mencionadas no ha tenido efecto en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

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

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

La adopción de las modificaciones mencionadas no ha tenido efecto en los estados financieros consolidados del Grupo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

• Modificaciones a la NIIF 12 – Información a revelar sobre participaciones en otras entidades

La modificación realizada dentro del ciclo de mejoras anuales a las NIIF 2014-2016, aplicable para ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2017, introduce un cambio en el alcance de esta norma, considerando que una entidad no necesita proporcionar información financiera resumida para las participaciones en subsidiarias, asociadas o negocios conjuntos que están clasificadas (o incluidas en un grupo para su disposición que está clasificado) como mantenidas para la venta. Las modificaciones aclaran que esta es la única concesión de los requisitos de revelación de la NIIF 12 para dichas participaciones.

La adopción de las modificaciones mencionadas no ha tenido efecto en los estados financieros consolidados del Grupo

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

• Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28 – Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto

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

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

• NIIF 9 – Instrumentos Financieros

En julio de 2014, el IASB culminó la reforma de la contabilización de instrumentos financieros y emitió la NIIF 9 “Contabilidad de instrumentos financieros” (en su versión revisada de 2014 en vigencia para períodos anuales que comiencen en o a partir del 1° de enero de 2018), que reemplazará a la NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición” luego de que expire la fecha de vigencia de esta última.

A continuación se describen los requerimientos claves de la NIIF 9:

- Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros:

La NIIF 9 requiere que todos los activos financieros reconocidos que se encuentren dentro del alcance de la NIC 39 “Instrumentos financieros: reconocimiento y medición”, se midan posteriormente al costo amortizado o al valor razonable. Específicamente, los instrumentos de deuda que se mantienen dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo es el de cobrar los flujos de efectivo contractuales, y que tengan flujos de efectivo contractuales que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto de capital pendiente, por lo general se miden al costo amortizado al final de los períodos contables posteriores. Todas las otras inversiones en títulos de deuda y de patrimonio se miden a sus valores razonables al cierre de los períodos contables posteriores.

El efecto más significativo de la NIIF 9 con respecto a la clasificación y medición de los pasivos financieros está relacionado con la contabilización de los cambios en el valor razonable de un pasivo financiero (designado al valor razonable con cambio en los resultados) atribuible a los cambios en el riesgo de crédito de dicho pasivo. Específicamente, bajo la NIIF 9, para los pasivos financieros que están designados al valor razonable con cambio en resultados, el monto del cambio en el valor razonable del pasivo financiero que es atribuible a los cambios en el riesgo de crédito de ese pasivo, es reconocido en los otros resultados integrales, a menos que el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo de crédito del pasivo en los otros resultados integrales cree o aumente una incoherencia de medición (asimetría contable) en los resultados. Los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo de crédito del pasivo financiero no son reclasificados posteriormente a los resultados del ejercicio. Anteriormente, bajo la NIC 39, el monto total del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado al valor razonable con cambio en los resultados era reconocido en los resultados del ejercicio.

El Grupo ha adoptado la NIIF 9 a partir de la fecha de transición en forma anticipada de acuerdo a la normativa vigente en el año 2013 que trata todo lo relacionado a clasificación y medición de activos y pasivos financieros, por lo que no se espera que haya un impacto en referencia a los tratamientos descriptos, a partir del análisis de los activos y pasivos financieros del Grupo al 31 de diciembre de 2017 y sobre la base de los hechos y circunstancias que existen en esa fecha.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

- Metodología de deterioro

El modelo de deterioro de acuerdo con la NIIF 9 refleja pérdidas crediticias esperadas, en oposición a las pérdidas crediticias incurridas según la NIC 39. En el alcance del deterioro en la NIIF 9, ya no es necesario que ocurra un suceso crediticio antes de que se reconozcan las pérdidas crediticias. En cambio, una entidad siempre contabiliza tanto las pérdidas crediticias esperadas como sus cambios. El importe de pérdidas crediticias esperadas debe ser actualizado en cada fecha de informe para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial.

Durante el ejercicio 2017, el Grupo ha realizado un análisis del modelo de cálculo del deterioro de sus créditos comerciales y otros créditos, en función del enfoque simplificado indicado por la norma. Adicionalmente, ha evaluado los cambios necesarios en los sistemas y procesos para registrar las pérdidas crediticias esperadas, ya que hasta el momento el cálculo contemplaba el deterioro por la pérdida incurrida.

El Grupo ha preparado una matriz, basándose en determinadas características especiales indicativas de la capacidad de devolución del crédito tales como i) atrasos de pagos, ii) existencia de garantías, iii) existencia de un procedimiento judicial, entre otras; y asignado una tasa de incobrabilidad esperada en función a tasas de impago históricas ajustadas a las condiciones económicas futuras.

Luego del análisis realizado, el Grupo considera que la aplicación de la misma no tendrá un efecto significativo sobre los estados financieros del período que se inicia el 1° de enero de 2018.

- Contabilidad de cobertura:

Los requerimientos generales de contabilidad de cobertura de la NIIF 9 mantienen los tres tipos de mecanismos de contabilidad de cobertura incluidas en la NIC 39. No obstante, los tipos de transacciones elegibles para la contabilidad de cobertura ahora son mucho más flexibles, en especial, al ampliar los tipos de instrumentos que se clasifican como instrumentos de cobertura y los tipos de componentes de riesgo de elementos no financieros ideales para la contabilidad de cobertura.

Además, se ha revisado y reemplazado la prueba de efectividad por el principio de "relación económica". Ya no se requiere de una evaluación retrospectiva para medir la efectividad de la cobertura. Se han añadido muchos más requerimientos de revelación sobre las actividades de gestión de riesgo de la entidad.

El Grupo no anticipa que la aplicación de esta parte de la norma tenga un efecto significativo sobre sus estados financieros por no haber realizado este tipo de operaciones al cierre del presente ejercicio.

Adicionalmente, durante octubre de 2017, se introdujo una modificación relacionada a la cancelación anticipada con compensación negativa, por los cuales el prestamista (es decir, el tenedor) podría verse forzado a aceptar el pago, por la cancelación anticipada, de un importe que fuera sustancialmente menor que los importes sin pagar del principal e intereses. En estos casos la modificación propone que los activos financieros con estas características sean medidos a costo amortizado o a valor razonable con cambios en otro resultado integral.

El Grupo estima que la aplicación de esta última modificación, vigente a partir del 1° de enero de 2019 con posibilidad de aplicación anticipada, no tendrá un efecto significativo sobre sus estados financieros por no realizar operaciones con estas características.

• NIIF 15 – Ingreso de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

- Cuando los costos incurridos para concretar un contrato y los costos para cumplirlo puedan reconocerse como un activo.

Durante el ejercicio 2017, el Grupo ha realizado tareas destinadas a una evaluación del impacto que generará la aplicación de la presente norma. En dicho proceso se ha tomado como base de análisis el modelo único de reconocimiento de ingresos de cinco pasos, descrito en párrafos anteriores y se ha aplicado a los siguientes ingresos principales provenientes de contratos con clientes:

- Contratos de venta de combustibles bajo la modalidad de consignado;
- Contratos de venta directa de combustibles;
- Contratos de venta de gas natural;
- Contratos y acuerdos de venta de otros productos refinados;
- Contratos de construcción.

En los primeros cuatro tipos de contratos, relacionados a venta de bienes, el ingreso se reconoce en el momento en que la propiedad y los riesgos de los bienes son transferidos al cliente. Incluso en el caso de los contratos bajo la modalidad de consignado, no se reconoce el ingreso sino hasta la venta del bien al cliente del intermediario. Se resalta que en estos contratos no existen obligaciones de desempeño separadas ni distintas a la entrega de bienes.

En el caso de los contratos de construcción, el ingreso se reconoce considerando el margen final estimado para cada proyecto que 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. En este tipo de contratos, existen obligaciones de desempeño que se satisfacen a lo largo del tiempo.

De dicho análisis, el Grupo no ha identificado un impacto significativo para sus estados financieros con relación a: (i) cambios en las transacciones dentro del alcance de la nueva norma; (ii) la identificación de obligaciones de desempeño; (iii) la determinación y distribución del precio (iv) el devengamiento contable de ingresos; respecto de los criterios de reconocimiento de ingresos que se vienen aplicando y que se encuentran descriptos en párrafos anteriores.

Por el contrario, de acuerdo a los requerimientos introducidos, se ha identificado la necesidad de proporcionar nuevos desgloses de información a revelar. A tales efectos, el Grupo ha evaluado realizar estos desgloses en función del análisis que el Directorio realiza sobre este rubro, por lo que se espera incorporar un desglose de los ingresos informados en la nota 19 por (i) tipo de bien o servicio y mercado de destino y (ii) canales de venta. Adicionalmente, el Grupo ha revisado y adaptado sus sistemas de información, gestión y reporte.

• NIIF 16 – Arrendamientos

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

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

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

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

- Arrendamientos para explorar o utilizar de minerales, petróleo, gas natural y recursos no renovables similares;
- Arrendamientos de activos biológicos dentro del ámbito de aplicación de la NIC 41 “Agricultura” mantenidos por un arrendatario;

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

- Contratos incluidos en el ámbito de aplicación de la CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios”;
- Licencias de propiedad intelectual concedidas por un arrendador dentro del alcance de la NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”; y
- Derechos mantenidos por un arrendatario bajo acuerdos de licencia que estén dentro del alcance de la NIC 38 “Activos intangibles” para elementos como películas de cine, videos, juegos, manuscritos, patentes y derechos de autor.

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

- Medición del activo por derecho de uso

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

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

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

- Pasivo por arrendamiento

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

Los pasivos por arrendamiento deben incluir las siguientes partidas:

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

- Revisión del pasivo por arrendamiento

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

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

- Contabilidad del arrendador

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

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

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

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

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

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

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

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

- Para las transacciones con pagos basados en acciones que se liquidan en efectivo se medirán los bienes o servicios adquiridos y el pasivo en el que haya incurrido, al valor razonable del pasivo, sujeto a los requerimientos de esta norma. Hasta que el pasivo se liquide, se volverá a medir el valor razonable del pasivo al final de cada período sobre el que se informa, así como en la fecha de liquidación, reconociendo cualquier cambio del valor razonable en el resultado del período.
- Las condiciones para la irrevocabilidad de concesión y condiciones distintas a las de irrevocabilidad de la concesión, distintas de las condiciones de mercado, no se tendrán en cuenta al estimar el valor razonable del pago basado en acciones que se liquida en efectivo en la fecha de medición. En su lugar, se tendrán en cuenta ajustando el número de incentivos incluidos en la medición del pasivo que surge de la transacción. Con lo cual, se reconocerá un importe por los bienes o servicios recibidos durante el período hasta la irrevocabilidad de la concesión. Ese importe se basará en la mejor estimación disponible del número de incentivos que se espera sean irrevocabiles.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

- Si los términos y condiciones de una transacción con pagos basados en acciones que se liquidan en efectivo se modifican con el resultado de que pase a ser una transacción con pagos basados en acciones que se liquidan con instrumentos de patrimonio, la transacción se contabilizará así desde la fecha de la modificación. Específicamente: (a) La transacción con pagos basados en acciones que se liquida con instrumentos de patrimonio se mide por referencia al valor razonable de los instrumentos de patrimonio concedidos en la fecha de la modificación. La transacción con pagos basados en acciones liquidada con instrumentos de patrimonio se reconoce en patrimonio, en la fecha de la modificación, en la medida de los bienes o servicios que se han recibido. (b) El pasivo por la transacción de pagos basados en acciones liquidada en efectivo en la fecha de la modificación se dará de baja en cuentas en esa misma fecha. (c) Cualquier diferencia entre el importe en libros del pasivo dado de baja en libros y el importe de patrimonio reconocido en la fecha de la modificación se reconocerá de forma inmediata en el resultado del período.

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

• CINIIF 22 – Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones anticipadas

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

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

• Mejoras anuales a las NIIF – Ciclo 2014 - 2016

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

Norma	Objeto de la modificación	Detalle
NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”	Eliminación de exenciones a corto plazo para las entidades que adoptan por primera vez las normas NIIF.	La modificación introduce la eliminación de los párrafos que consideran la exención limitada de la información a revelar comparativa de la NIIF 7 para entidades que adoptan por primera vez las NIIF, la información a revelar de las transferencias de activos financieros y el párrafo 39AA que se considera las mejores anuales a las normas NIIF Ciclo 2014-2016.
NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”	Medición a valor razonable de una asociada o negocio conjunto.	La modificación introduce cambios con relación a la exención y los procedimientos a aplicar para el método de la participación, aclara que una entidad aplicará esta exención o el método de forma separada para cada asociada o negocio conjunto, para el caso de la exención en el reconocimiento inicial de la asociada o negocio conjunto, y con relación al método en la fecha posterior de entre las siguientes: a) cuando la asociada o negocio conjunto que es una entidad de inversión se reconoce inicialmente; b) cuando la asociada o negocio conjunto pasa a ser una entidad de inversión; c) cuando la asociada o negocio conjunto que es una entidad de inversión pasa a ser una controladora.

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

• Modificaciones a la NIC 40 – Propiedades de Inversión

En diciembre de 2016, el IASB emitió modificaciones a la NIC 40 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2018.

La NIC 40 ha sido modificada para reflejar que en relación a las transferencias, una entidad transferirá una propiedad de inversión a o desde propiedades de inversión cuando y solo cuando exista un cambio de uso. Este cambio de uso ocurre cuando una propiedad cumple o deja de cumplir la definición de propiedad de inversión y existe evidencia del cambio de uso. También aclara que el cambio en las intenciones de la gerencia de uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio de uso.

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

• CINIIF 23 – Incertidumbre sobre el tratamiento del impuesto a las ganancias

La Interpretación emitida en junio de 2017, aclara cómo aplicar los requerimientos de reconocimiento y medición de la NIC 12 cuando existe incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias.

Para ello, la entidad debe evaluar si la autoridad fiscal aceptará un tratamiento impositivo incierto usado, o propuesto a ser usado, o que esté previsto usar en su declaración de impuesto a las ganancias.

Si una entidad concluye que es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento impositivo incierto, la entidad determinará la posición fiscal congruentemente con el tratamiento impositivo usado o que esté previsto usar en su declaración de impuesto a las ganancias. Si una entidad concluye que no es probable dicha aceptación, la entidad reflejará el efecto de la incertidumbre al determinar el resultado fiscal, las bases fiscales, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas fiscales. Una entidad reflejará el efecto de la incertidumbre para cada tratamiento impositivo incierto por el uso de uno de los siguientes métodos, dependiendo de qué método la entidad espera que prediga mejor la resolución de la incertidumbre:

- El importe más probable — el único importe más probable en un rango de posibles resultados. El importe más probable puede predecir mejor la resolución de la incertidumbre si los posibles resultados son duales o se concentran en un valor.
- El valor esperado — la suma de los importes ponderados por su probabilidad en un rango de resultados posibles. El valor esperado puede predecir mejor la resolución de la incertidumbre si existe un rango de resultados posibles que no son duales ni están concentrados en un valor.

Esta modificación tendrá vigencia para los ejercicios que se inicien en o a partir del 1° de enero de 2019 y admite su aplicación anticipada.

El Grupo se encuentra en proceso de evaluación del impacto de dicha modificación en sus estados financieros.

• Modificaciones a la NIC 28 – Participaciones de largo plazo en asociadas y negocios conjuntos

En octubre de 2017, el IASB emitió modificaciones a la NIC 28 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2019, permitiendo su aplicación anticipada. Se recomienda aplicar dicha modificación simultáneamente se aplique por primera vez NIIF 9.

La modificación define que las participaciones de largo plazo en asociadas y negocios conjuntos, que no se contabilizan utilizando el método de la participación, se contabilizarán de acuerdo con la NIIF 9.

El Grupo estima que la aplicación de la interpretación mencionada no tendrá un efecto significativo sobre los estados financieros de la Sociedad.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

- **Mejoras anuales a las NIIF – Ciclo 2015-2017**

En diciembre de 2017, el IASB emitió el ciclo de mejoras anuales 2015-2017 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2019, permitiendo su aplicación anticipada.

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

Norma	Objeto de la modificación	Detalle
NIIF 3 "Combinaciones de negocios" y NIIF 11 "Acuerdos conjuntos"	Participaciones anteriormente mantenidas en una operación conjunta	La modificación a la NIIF 3 establece que al obtener el control de un negocio que era una operación conjunta, la adquirente aplicará los requerimientos para una combinación de negocios realizada por etapas, incluyendo la nueva medición de su participación anteriormente mantenida en la operación conjunta al valor razonable en la fecha de adquisición. Por su parte, la modificación a la NIIF 11 establece que al obtener el control conjunto de un negocio que era una operación conjunta, no mide nuevamente sus participaciones mantenidas anteriormente.
NIC 12 "Impuesto a las Ganancias"	Exposición del efecto de los dividendos en el Impuesto a las ganancias	La modificación aclara que la entidad reconocerá las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las ganancias donde haya reconocido las transacciones o sucesos que generaron esas ganancias distribuibles.
NIC 23 "Costos por préstamos"	Capitalización de préstamos genérica	La modificación de la norma aclara que, para la capitalización de costos provenientes de préstamos genéricos, necesariamente debe considerar todos los préstamos pendientes al determinar la tasa de capitalización, excepto los tomados específicamente para financiar un activo apto que todavía no está listo para su uso previsto o venta. Es decir, si cualquier préstamo específico permanece pendiente de pago después de que el activo apto relacionado esté listo para su uso previsto o para la venta, dicho préstamo pasa a ser parte de los fondos que la entidad tomó como préstamos genéricos.

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

- **Modificaciones a la NIIF 4 – Aplicación de la NIIF 9 "Instrumentos Financieros" con la NIIF 4 "Contratos de Seguro"**

En septiembre de 2016, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 4 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2018.

El Grupo no anticipa que esta norma tendrá efectos sobre sus estados financieros, como consecuencia de no prestar este tipo de servicios.

- **NIIF 17 – Contratos de seguro**

La NIIF 17 emitida en mayo de 2017 resulta aplicable para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2021, permitiendo su aplicación anticipada y reemplaza a la NIIF 4.

El Grupo no anticipa que esta norma tendrá efectos sobre sus estados financieros, como consecuencia de no prestar este tipo de servicios.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

2.c) Estimaciones y juicios contables

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

Reservas de crudo y gas natural

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Upstream (ver Notas 2.b.8, 2.b.9 y último apartado de la presente nota).

El Grupo prepara sus estimaciones y supuestos relativos a las reservas de crudo y gas, teniendo en cuenta las reglas y regulaciones establecidas para la industria del petróleo crudo y el gas natural por la Norma 4-10 (a) de la Regulación S-X de la SEC.

Provisión para juicios y contingencias

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

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

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

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

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

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

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

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

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

La determinación de si un activo está deteriorado, y por cuánto, implica estimaciones de la gerencia sobre asuntos altamente inciertos tales como los efectos de la inflación y la deflación sobre los gastos operativos, tasas de descuento, perfiles de producción, reservas y precios futuros de los productos, incluidas las perspectivas de las condiciones de oferta y demanda del mercado mundial o regional para el petróleo crudo, el gas natural y los productos refinados, todo lo cual afecta los precios considerados en la proyección. Consecuentemente, para los activos de petróleo y gas natural, los flujos de efectivo futuros esperados se determinan utilizando la mejor estimación de la gerencia de los precios futuros del petróleo y el gas natural y los volúmenes de producción y reservas. Lo antes indicado implica la utilización de suposiciones sobre los precios futuros de los productos básicos, los costos de producción y desarrollo, las tasas de declinación de los campos, los regímenes fiscales actuales y otros factores. Estas suposiciones y los juicios de la gerencia en los que se basan las estimaciones de flujos de fondos esperados están sujetos a cambios en la medida que se disponga de nueva información. Los cambios en las condiciones económicas también pueden afectar la tasa utilizada para descontar las estimaciones futuras del flujo de efectivo.

En relación con el análisis de períodos previos, hasta fechas recientes, los precios domésticos de los productos de petróleo aplicables eran establecidos para el corto plazo fundamentalmente sobre la base de las negociaciones mantenidas entre Productores y Refinadores del país, sin guardar una referencia directa o específica respecto a las cotizaciones internacionales de dichos productos. Es decir, el mercado doméstico se encontraba desacoplado del mercado internacional en términos de precios, lo cual se evidenció en determinados períodos con movimientos de precios en sentidos (o valores) sustancialmente diferentes a los observados en el mercado internacional. No obstante lo mencionado previamente, el mercado local inició un proceso tendiente a lograr una transición ordenada hacia precios internacionales (los cuales evidenciaban una reducción sustancial desde mediados de 2014), todo lo cual implicó una reducción gradual del 6% en los precios de venta de los crudos Medanita y Escalante en el mercado local (2% mensual a partir de agosto de 2016).

En el mismo sentido, en enero de 2017, los Productores y Refinadores llegaron a un nuevo acuerdo para la transición antes mencionada, en el cual se estableció un sendero de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno, con el objetivo de alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017, lo cual tuvo lugar durante el último trimestre de 2017. Tal como se menciona previamente, esta readecuación de precios en el mercado doméstico y otras señales que apuntaban a una convergencia con los precios internacionales en el futuro cercano, sumadas a la baja en los precios esperados en el mediano plazo en comparación con las estimaciones existentes al 31 de diciembre de 2015, fueron considerados como evidencia de deterioro del valor de los activos de la UGE Petróleo en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016.

En base a la metodología mencionada precedentemente, la reducción esperada del precio del petróleo al 31 de diciembre de 2016, conjuntamente con la evolución del comportamiento de los costos en función tanto a variables macroeconómicas como de comportamiento operativo de los activos del Grupo, resultó en un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo respecto de la UGE Petróleo dentro del segmento de Upstream por un valor de 34.943 y 2.361 al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente. El valor recuperable de la UGE Petróleo después de impuestos al 31 de diciembre de 2016 y 2015 era de 71.495 y 76.829, respectivamente.

Adicionalmente al 31 de diciembre 2015, el Grupo había registrado un cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo respecto de la UGE Petróleo – YPF Holdings que agrupaba los activos de los campos con producción de crudo en Estados Unidos de 94, debido a la reducción en los precios internacionales del crudo. El valor razonable de la UGE Petróleo – YPF Holdings ascendía a 179. Asimismo, el Grupo había registrado un cargo por deterioro de activos intangibles de 80 relacionados con derechos sobre áreas exploratorias cuyo valor recuperable era cero. Durante el ejercicio 2016, esta UGE fue desconsolidada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



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

Considerando lo mencionado en los párrafos precedentes, en términos específicamente de precios conforme al nuevo comportamiento esperado del mercado doméstico de combustibles (paridad de importación/exportación), al 31 de diciembre de 2017 los flujos de fondos futuros esperados se determinaron utilizando los precios futuros estimados, los cuales se basan en un pronóstico realizado por el Grupo de los mismos que tiene en cuenta múltiples pronósticos o estimaciones independientes. Adicionalmente, los precios no se escalan a niveles que superan los precios históricos de mercado observados en el pasado, aplicados a los volúmenes de producción futura proyectados. Asimismo, los volúmenes de producción proyectados y considerados para la estimación del flujo de fondos se basan en las estimaciones de petróleo y gas natural realizadas al final del período.

En términos generales, el Grupo no considera los precios o márgenes temporalmente bajos (o bien altos) como una indicación de deterioro (o reversión de un cargo por deterioro). La evaluación por deterioro refleja fundamentalmente los precios del crudo y del gas natural a largo plazo que son consistentes con puntos intermedios entre los rangos máximos y mínimos observados en el mercado y que están en el rango de pronósticos de precios publicados por terceros expertos de la industria y agencias gubernamentales, dentro de los que se encuentran las proyecciones de largo y corto plazo de la "U.S. Energy Information Administration" y la curva de forward para el crudo Brent. Los supuestos de precios futuros utilizados por la Dirección de la Sociedad tienden a ser estables porque la misma no considera que los aumentos o las disminuciones a corto plazo de los precios sean indicativos de niveles a largo plazo, pero, no obstante, están sujetos a cambios.

Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo reconoció una reversión en el cargo por deterioro del valor de sus activos para la UGE Petróleo de 5.032, el cual tiene su origen en la combinación de múltiples factores, tales como la variación en la producción y las inversiones asociadas consideradas en el flujo, el efecto de las variaciones en los costos operativos y de abandono, la variación en la tasa de descuento y, en menor medida, la variación en los precios del petróleo, teniendo en cuenta asimismo el valor contable de los activos al 31 de diciembre de 2017 afectados por los cargos por depreciación del ejercicio y las inversiones realizadas, entre otros. Tal como se indica previamente, al cierre del ejercicio 2017 la Dirección de la Sociedad no visualiza cambios relevantes en las curvas de precio de largo plazo, atento a que no considera los cambios recientes (positivos) en los precios de los commodities, todo ello teniendo en cuenta la alta volatilidad observada, y hasta tanto las variables que impactan los mismos demuestren cierta estabilidad en el tiempo. El valor recuperable al 31 de diciembre de 2017 de la UGE Petróleo después de impuestos es de 82.802.

2.d) Información comparativa

Los saldos al 31 de diciembre de 2016 y 2015 que se exponen a efectos comparativos surgen de los estados financieros consolidados a dichas fechas.

3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES

• Acuerdo para la capitalización en YPF EE

Con fecha 14 de diciembre de 2017, el Directorio de la Sociedad aprobó los términos del acuerdo de entendimiento celebrado con GE Energy Financial Services, Inc. ("GE EFS") que establecía las condiciones marco bajo las cuales las partes acordarían la capitalización de YPF EE. Este Acuerdo, cuyas condiciones marco fueron aprobadas por el Directorio de la Sociedad, establecía que GE EFS tenía intención de aportar capital a través de una sociedad vehículo y suscribir acciones de YPF EE a fin de tener una participación accionaria del 25% de su capital social.

Con fecha 6 de febrero de 2018, fueron aceptadas las condiciones del acuerdo definitivo y vinculante celebrado por YPF con EFS Global Energy B.V. ("GE") y GE Capital Global Energy Investments B.V., sociedades indirectamente controladas por GE EFS, que establece las condiciones para la capitalización de YPF EE (el "Acuerdo de Suscripción de Acciones"). El Acuerdo de Suscripción de Acciones establece que GE, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, suscribirá acciones de YPF EE a fin de tener una participación accionaria del 24,99% de su capital social y controlar de manera conjunta esta sociedad con YPF.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015**

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

El aporte estará compuesto de la siguiente manera:

- Precio de suscripción de US\$ 275 millones:
 - o US\$ 135 millones a la fecha del cierre de la transacción; y
 - o US\$ 140 millones a los 12 meses de la fecha de cierre de la transacción.
- Precio contingente de hasta un máximo de US\$ 35 millones sujeto a la evolución de los precios de la Resolución 19/17 (33,33% a los 24 meses de la fecha del cierre de la transacción y 16,67% cada año subsiguiente).

Se estima que la transacción sea consumada durante el mes de marzo de 2018.

De esta manera, la composición accionaria de YPF EE luego de la emisión de acciones quedará de la siguiente manera:

Accionista	Cantidad de acciones	Participación en el capital social	Clase de la acción
YPF	2.723.826.879	72,69218%	A
OPESSA	86.476.112	2,30783%	A
Grupo	2.810.302.991	75,00001%	A
GE	936.767.364	24,99999%	B
Total	3.747.070.355	100,00000%	

Como consecuencia de este proceso, el Grupo presenta la inversión en YPF EE en sus estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 como activos y pasivos mantenidos para su disposición en líneas separadas del resto de los activos y pasivos, dado que a esa fecha se habían cumplido todos los requisitos para esta clasificación (ver Nota 2.b.24).

De acuerdo con la NIIF 5, los activos y pasivos mantenidos para su disposición deben valuarse a su valor contable o valor razonable menos los costos de la transacción, el que fuera menor. Dado que al momento de la clasificación el valor razonable menos los costos de la transacción era mayor, la inversión en YPF EE ha sido valuada a su valor contable, por lo tanto, no se ha registrado ningún deterioro de valor al momento de la reclasificación ni al 31 de diciembre de 2017.

Si bien YPF EE representa un componente dentro de YPF por tratarse de una UGE individual dentro del segmento de Gas y Energía, no califica como operación discontinuada ya que no representa una línea de negocio o un área geográfica significativa.

La siguiente tabla muestra los principales activos y pasivos mantenidos para su disposición:

- Grupo de activos mantenidos para su disposición:

	31 de diciembre de 2017
Propiedades, planta y equipo.....	4.982
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.....	2.117
Inventarios	1
Otros créditos	914
Créditos por ventas	713
Inversiones en activos financieros	78
Efectivo y equivalentes de efectivo	61
Subtotal.....	<u>8.866</u>
Eliminaciones	<u>(43)</u>
Total.....	<u>8.823</u>

- Pasivos asociados al grupo de activos mantenidos para su disposición:

	31 de diciembre de 2017
Provisiones	96
Pasivo por impuesto diferido	282
Remuneraciones y cargas sociales	47
Otros pasivos.....	1
Préstamos	4.072
Cuentas por pagar.....	<u>938</u>
Subtotal.....	<u>5.436</u>
Eliminaciones	<u>(1.243)</u>
Total.....	<u>4.193</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015**

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

La siguiente tabla muestra los principales resultados asociados a la inversión en YPF EE:

	31 de diciembre de 2017
Ingresos	1.908
Costos	(594)
Resultado bruto	1.314
Resultado operativo	1.122
Resultado de las inversiones en sociedades	90
Resultados financieros, netos	(76)
Impuesto a las ganancias	(268)
Resultado neto sin eliminaciones	868
Eliminaciones	241
Resultado neto con eliminaciones	1.109

Respecto a la participación mantenida luego de la transacción mencionada anteriormente, el Grupo ha seguido los lineamientos de la NIIF 10 “Estados financieros consolidados” y ha concluido que a partir del ingreso de GE a YPF EE, GE e YPF controlarán YPF EE de manera conjunta. En consecuencia, el Grupo aplicará la NIIF 11 “Acuerdos conjuntos” definiendo a dicha sociedad como negocio conjunto, y la medirá de acuerdo con el método de la participación en función a la NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”, una vez que la transacción esté concluida.

Algunos de los principales supuestos evaluados se describen a continuación:

- (i) Las decisiones sobre las actividades relevantes de YPF EE se tomarán de manera conjunta, no existiendo poder de un accionista por sobre el otro con relación a dichas actividades, independientemente de los diferentes porcentajes de participación en el capital social en YPF EE que tiene cada accionista. Si bien el Grupo poseerá un 75,00001% de participación en YPF EE, según el acuerdo de accionistas, para la toma de decisiones sobre las actividades relevantes, en el Directorio se necesita la aprobación de al menos un Director designado por cada clase de acciones y en la Asamblea se necesita la aprobación de cada clase de acciones para la adopción de dichas decisiones;
- (ii) No existe poder según es definido en la NIIF 10 de un accionista en detrimento de otro, independientemente del número de Directores y del personal (clave o no) designado por cada clase de acciones, en la dirección de la entidad para beneficiarse a sí misma o para modificar de manera unilateral los rendimientos variables de la inversión, o en definitiva direccionar de manera unilateral cualquiera de las decisiones asociadas a las actividades relevantes.

- **Cesión del área Cerro Bandera**

YPF y Oilstone Energía S.A. (“OESA”), celebraron el 22 de noviembre de 2017 un acuerdo de cesión del 100% de la concesión de explotación sobre el área Cerro Bandera en la provincia del Neuquén (la “Concesión”). Cabe aclarar que OESA opera el bloque desde el año 2011 en virtud del respectivo contrato de operación con YPF.

El acuerdo contempla la cesión de la Concesión por un monto de US\$ 14 millones. Asimismo, el acuerdo prevé que YPF mantiene derechos, bajo ciertos términos y condiciones, sobre (i) las formaciones Vaca Muerta y Molles, en las que podrá continuar realizando trabajos de exploración y eventual explotación; y (ii) un proyecto exploratorio en la región norte de la Concesión, y su eventual explotación.

La entrada en vigencia de la cesión está sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, las que deberán cumplirse antes del 22 de mayo de 2018. Las condiciones precedentes refieren principalmente a la autorización por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén de las cesiones de participación previstas en el convenio de cesión.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES (Cont.)

- **Cesión de participación en el área Aguada de la Arena**

En el marco de la adquisición por parte de Pampa Energía S.A. ("PEPASA") del total del paquete accionario de Petrobras Participaciones S.L., que poseía la titularidad del 67,2% del capital y votos de Petrobras Argentina S.A. ("PESA"), YPF y PEPASA celebraron un acuerdo sujeto a ciertas condiciones precedentes bajo el cual, una vez perfeccionada la adquisición por parte de PEPASA del control accionario de PESA, esta última cedió a YPF participaciones en las concesiones de explotación de dos áreas ubicadas en la Cuenca Neuquina con producción y alto potencial de desarrollo de gas (del tipo tight y shale), a ser operadas por YPF, en los porcentajes que se detallan a continuación: (i) 33,33% de participación en el área Río Neuquén, ubicada en la Provincia del Neuquén y en la Provincia de Río Negro; y (ii) 80% de participación en el área Aguada de la Arena, ubicada en la Provincia del Neuquén.

A efectos de instrumentar este acuerdo, PEPASA e YPF firmaron el referido Acuerdo Marco de Financiamiento y Adquisición de Participaciones y un Contrato de Préstamo en virtud del cual YPF, con fecha 25 de julio de 2016, le otorgó a PEPASA un préstamo garantizado para la adquisición indirecta de las áreas antes mencionadas por un monto de US\$ 140 millones, equivalente al precio de adquisición de las participaciones antes referidas, el cuál no difirió del valor razonable de la participación en dichas áreas.

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

Con fecha 23 de febrero de 2017, YPF y Petrouuguay S.A. firmaron el acuerdo definitivo para la cesión a favor de YPF del 20% de participación en el área Aguada de la Arena por un monto de US\$ 18 millones. De esta manera, YPF incrementó su participación hasta el 100% en la mencionada área.

El 31 de marzo de 2017 YPF canceló mediante pago en especie el saldo del precio de la cesión del 33,33% de participación en el área Río Neuquén y el 80% de participación en el área Aguada de la Arena a través de la cesión a favor de PESA de su posición contractual bajo el contrato de préstamo suscripto con PEPASA.

- **Aumento de participación en YPF Gas y OTC**

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

Las actividades del Grupo están expuestas a diversos riesgos financieros: riesgos de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez. El Grupo dispone de una organización y de sistemas que le permiten identificar, medir y adoptar las medidas necesarias con el objetivo de minimizar los riesgos a los que está expuesta.

• Riesgo de mercado

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

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

Riesgo de tipo de cambio

El valor de aquellos activos y pasivos financieros denominados en una moneda distinta a la moneda funcional de YPF, está sujeto a variaciones que se derivan de la fluctuación de los tipos de cambio. Dado que la moneda funcional de YPF es el dólar estadounidense, la divisa que genera la mayor exposición en términos de efectos en resultados es el peso argentino (la moneda de curso legal en la Argentina).

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

Por otra parte, atento a la moneda funcional de YPF y considerando el proceso de conversión a moneda de presentación, las fluctuaciones en el tipo de cambio en relación con el valor de los activos y pasivos financieros en pesos no tiene efecto en los Otros resultados integrales dentro del patrimonio.

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% en los tipos de cambio correspondientes al peso respecto del dólar en los resultados del Grupo, relacionado con la exposición de sus activos y pasivos financieros nominados en pesos al 31 de diciembre de 2017:

	<u>Incremento (+) / disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar</u>	<u>Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017</u>
Efecto en el resultado antes de impuestos correspondiente a activos y pasivos financieros.....	+10% -10%	1.248 (1.248)

Riesgo de tasa de interés

El Grupo se encuentra expuesto a riesgos asociados con las fluctuaciones de las tasas de interés por los préstamos e inversiones. 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 de interés fija.

A continuación se detallan los activos y pasivos financieros que devengan interés al 31 de diciembre de 2017, según el tipo de tasa aplicable:

	<u>Activos financieros⁽¹⁾</u>	<u>Pasivos financieros⁽²⁾</u>
Tasa de interés fija.....	2.100	149.306
Tasa de interés variable.....	1.968	41.757
Total ⁽³⁾	<u>4.068</u>	<u>191.063</u>

(1) Incluye inversiones temporarias, préstamos con sociedades relacionadas y créditos de naturaleza comercial con acuerdos de pago que devengan tasa de interés. No incluye al resto de créditos de naturaleza comercial que mayoritariamente no devengan interés.

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

(3) Incluye capital e intereses.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)

Los préstamos financieros a tasa variable representan un 22% del total de préstamos al 31 de diciembre de 2017 e incluyen ON, prefinanciación de exportaciones, financiación de importaciones y préstamos financieros con entidades locales e internacionales. La porción de deuda a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de las tasas BADLAR y LIBOR, de la cual 31.500 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread entre 0% y 6% y 8.509 una tasa de interés variable LIBOR más un spread entre 1,4% y 7,5%.

Aproximadamente un 77% (146.353) de la totalidad de los préstamos financieros del Grupo se encuentran nominados en dólares estadounidenses, un 3% (5.785) se encuentran nominados en francos suizos y el resto principalmente en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2017.

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.

La estrategia del Grupo para cubrir el riesgo de tasas de interés se basa en la colocación de fondos a tasa variable, que compensen parcialmente los préstamos financieros a tasa variable, así como en mantener porcentajes relativamente bajos de deuda a tasa variable.

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

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

	Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)	Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017
Efecto en el resultado después de impuestos	+100 -100	(257) 257

Otros riesgos de precio

Si bien no se trata de un riesgo financiero, hasta fechas recientes, el Grupo no se encontraba significativamente expuesto al riesgo de precio de commodities, fundamentalmente en virtud, entre otras, de que las políticas regulatorias, económicas y gubernamentales vigentes determinaban que, los precios locales de nafta, gasoil y otros combustibles no se encontraban afectados por las oscilaciones de los precios de dichos productos en el corto plazo en el mercado internacional y regional. Adicionalmente, el Grupo se encontraba alcanzado por ciertas regulaciones que afectaban la determinación de los precios de exportación que recibe el Grupo, tales como se mencionan en la Nota 30, limitando en consecuencia en el corto plazo los efectos de la volatilidad de precios en el mercado internacional. Es decir, el mercado doméstico se encontraba desacoplado del mercado internacional en términos de precios, lo cual se evidenció en determinados períodos con movimientos de precios en sentidos (o valores) sustancialmente diferentes a los observados en el mercado internacional.

No obstante, lo mencionado previamente, a partir del segundo semestre del año 2016, se inició un proceso local tendiente a lograr una transición ordenada hacia precios internacionales, lo cual implicó una reducción gradual en los precios de venta de los crudos locales (Medanito y Escalante). En el mismo sentido, en enero de 2017, los Productores y Refinadores llegaron a un nuevo acuerdo para la transición antes mencionada, en el cual se estableció un sendero de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno, con el objetivo de alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017, todo lo cual tuvo lugar durante el último trimestre de 2017.

Dado este proceso de transición a precios internacionales y a que también en enero de 2017 no se han prorrogado los derechos de exportación que afectaban los precios externos, la exposición al riesgo de precios antes mencionado ha variado y la misma dependerá de la capacidad del Grupo de trasladar a sus precios de combustibles en el mercado local las variaciones en los precios internacionales, como así también a la posibilidad de adecuación de sus costos a tales cambios.

Asimismo, el Grupo está expuesto al riesgo de precio propio de las inversiones en instrumentos financieros (títulos públicos y fondos comunes de inversión), las cuales fueron clasificadas en el estado de situación financiera como "a valor razonable con cambios en resultados". El Grupo monitorea permanentemente la evolución de los precios de las mismas para detectar movimientos significativos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015

**4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)**

Al 31 de diciembre de 2017, el valor total de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados del Grupo asciende a 31.987.

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% en los precios de las inversiones en instrumentos financieros en los resultados de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017:

	Incremento (+) / disminución (-) en los precios de las inversiones en instrumentos financieros	Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017
Efecto en el resultado antes de impuestos	+10%	3.199
	-10%	(3.199)

El Grupo no utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos asociados a la fluctuación del precio de commodities como así tampoco al riesgo propio de las inversiones en títulos públicos y fondos comunes de inversión.

- Riesgo de liquidez**

El riesgo de liquidez se encuentra asociado a la incapacidad de disponer de los fondos necesarios para hacer frente a las obligaciones tanto en el corto plazo como así también en el mediano y largo plazo.

Tal como se menciona en apartados precedentes, el Grupo pretende que el perfil de vencimientos de su deuda financiera se adecúe a su capacidad de generar flujos de caja para cancelarla como así también teniendo en cuenta la necesidad de financiar las erogaciones proyectadas para cada ejercicio. Al 31 de diciembre de 2017 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 44.454, considerando efectivo por 9.672, otros activos financieros líquidos por 19.066 y líneas de crédito disponibles con instituciones bancarias por 15.716. Asimismo, YPF tiene capacidad de emitir deuda adicional bajo el programa global de ON aprobado originalmente por la Asamblea en 2008, ampliado en septiembre de 2012, en abril de 2013, en febrero de 2015 y en abril de 2016.

En los cuadros adjuntos se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2017:

	31 de diciembre de 2017						Total
	Vencimiento						
	De 0 a 1 año	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años	
Pasivos financieros							
Préstamos	39.336	11.411	19.051	25.776	13.929	81.560	191.063
Otros pasivos	2.383	33	24	22	22	176	2.660
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	45.605	150	12	-	-	6	45.773
	<u>87.324</u>	<u>11.594</u>	<u>19.087</u>	<u>25.798</u>	<u>13.951</u>	<u>81.742</u>	<u>239.496</u>

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

Mayoritariamente, los préstamos del Grupo contienen cláusulas habituales de compromisos (Covenants). Aproximadamente el 52% de los préstamos vigentes al 31 de diciembre de 2017 están sujetos a compromisos financieros asociados al ratio de apalancamiento y al ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda.

Bajo los términos de los contratos de préstamos y ON, si el Grupo incumpliera un compromiso o no pudiera remediarlo en el plazo estipulado, estaría en incumplimiento (default), situación que limitaría su liquidez y, dado que la mayoría de sus préstamos contiene disposiciones de incumplimiento cruzado, podría resultar en una exigibilidad anticipada de sus obligaciones.

- Riesgo de crédito**

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)

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

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

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

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo al 31 de diciembre de 2017, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se detalla a continuación:

	Exposición máxima al 31 de diciembre de 2017
Efectivo y equivalentes de efectivo	28.738
Otros activos financieros	63.911

Considerando la exposición máxima al riesgo de los Otros activos financieros en función de la concentración de contrapartes, los créditos con el Estado Nacional y sus dependencias directas representan aproximadamente un 31% (14.911), mientras que los restantes deudores del Grupo se encuentran diversificados.

A continuación se incluye una apertura de los activos financieros vencidos al 31 de diciembre de 2017:

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos corrientes
Vencidos con menos de tres meses	5.603	798
Vencidos entre 3 y 6 meses	3.820	453
Vencidos con más de 6 meses	2.399	982
	<u>11.822</u>	<u>2.233</u>

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 1.323 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 292. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

Política de garantías

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

El Grupo tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 10.789, 9.300 y 6.277 al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 2, 1 y 2, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

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

- **Upstream**

El segmento de Upstream desarrolla todas las actividades relativas a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas natural.

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

- **Gas y Energía**

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

El segmento de Gas y Energía obtiene sus ingresos mediante el desarrollo de las actividades relativas a: (i) la comercialización de gas natural a terceros y al segmento de Downstream, (ii) la operación comercial y técnica de las terminales de regasificación de GNL en Bahía Blanca y Escobar, a través de la contratación de sendos buques regasificadores, (iii) la distribución de gas natural y (iv) la generación de electricidad tanto convencional como aquella proveniente de energías renovables.

Además del producido por la venta de gas natural a terceros e intersegmento, el que luego es reconocido como “compra” al segmento Upstream, e incluyendo desde 2017 el Plan de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, Gas y Energía devenga un fee a su favor con el segmento Upstream por realizar dicha comercialización.

- **Downstream**

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

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

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

- **Administración central y otros**

Abarca las restantes actividades realizadas por el Grupo, que no se encuadran en las categorías antes mencionadas, comprendiendo principalmente los gastos y activos de la administración central y las actividades de construcción.

Las ventas entre segmentos de negocio se realizaron a precios internos de transferencia establecidos por el Grupo, que reflejan aproximadamente los precios de mercado doméstico.

El resultado operativo y los activos para cada segmento han sido determinados después de ajustes de consolidación.

Tal como lo requiere la NIIF 8, se ha dado efecto retroactivo a la información comparativa por la creación del nuevo segmento.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

	<u>Upstream</u>	<u>Gas y Energía</u>	<u>Downstream</u>	<u>Administración central y otros</u>	<u>Ajustes de consolidación⁽¹⁾</u>	<u>Total</u>
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017						
Ingresos por ventas.....	739	56.805	195.321	2.534	(2.586)	252.813
Ingresos intersegmentos.....	115.955	4.075	988	7.133	(128.151)	-
Ingresos.....	116.694	60.880	196.309	9.667	(130.737)	252.813
Resultado operativo	3.877	3.259	15.813	(4.400)	(2.476)	16.073
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	634	794	-	-	1.428
Depreciación de propiedades, planta y equipo	45.279 ⁽³⁾	290	6.926	1.017	-	53.512
Recupero de propiedades, planta y equipo y activos intangibles ⁽²⁾	5.032	-	-	-	-	5.032
Inversión en propiedades, planta y equipo	39.411	3.867	8.179	1.639	-	53.096
Activos	251.525	45.395	158.800	53.934	(3.936)	505.718
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016						
Ingresos por ventas.....	18.745	26.514	162.538	2.303	-	210.100
Ingresos intersegmentos.....	95.398	3.212	925	7.447	(106.982)	-
Ingresos.....	114.143	29.726	163.463	9.750	(106.982)	210.100
Resultado operativo	(26.845)	2.008	3.093	(1.615)	(887)	(24.246)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(1)	302	287	-	-	588
Depreciación de propiedades, planta y equipo	38.125	290	5.507	830	-	44.752
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles ⁽²⁾	34.943 ⁽³⁾	-	-	-	-	34.943
Inversión en propiedades, planta y equipo	51.396	2.134	9.839	1.679	-	65.048
Activos	236.173	25.866	125.536	34.739	(1.175)	421.139
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015						
Ingresos por ventas.....	16.044	14.003	124.959	1.130	-	156.136
Ingresos intersegmentos.....	64.243	2.184	807	6.182	(73.416)	-
Ingresos.....	80.287	16.187	125.766	7.312	(73.416)	156.136
Resultado operativo	7.535	1.498	6.948	(2.331)	2.938	16.588
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	267	51	-	-	318
Depreciación de propiedades, planta y equipo	23.075	255	2.913	442	-	26.685
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles ⁽²⁾	2.535	-	-	-	-	2.535
Inversión en propiedades, planta y equipo	48.598	469	8.874	1.939	-	59.880
Activos	223.035	13.659	100.146	26.708	(95)	363.453

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

(2) Ver Notas 2.c) y 8.

(3) Incluye la depreciación del cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

A continuación se desglosa la distribución de los ingresos por ventas a terceros por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, como así también las propiedades, planta y equipo por áreas geográficas al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	Ingresos			Propiedades, planta y equipo		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Argentina.....	230.728	193.707	143.851	353.868	307.350	269.914
Países del Mercosur y asociados.....	8.694	7.964	6.302	575	664	553
Resto del mundo.....	8.785	6.142	4.175	-	-	438
Europa	4.606	2.287	1.808	-	-	-
	<u>252.813</u>	<u>210.100</u>	<u>156.136</u>	<u>354.443</u>	<u>308.014</u>	<u>270.905</u>

Los activos intangibles se encuentran localizados geográficamente en Argentina principalmente.

Al 31 de diciembre de 2017, ningún cliente externo representa ni supera el 10% de los ingresos por las actividades ordinarias del Grupo.

6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA

Los siguientes cuadros muestran los activos y pasivos financieros por categoría de instrumento financiero y una conciliación con la línea expuesta en el estado de situación financiera, según corresponda. Debido a que los rubros "Créditos por ventas", "Otros créditos", "Cuentas por pagar" y "Otros pasivos" contienen tanto instrumentos financieros como activos o pasivos no financieros (tales como créditos impositivos y créditos y pasivos en especie, entre otros), la conciliación se muestra en las columnas "Activos no financieros" y "Pasivos no financieros".

Activos financieros

	2017				
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	6.793	-	6.793	7.541	14.334
Créditos por ventas ⁽²⁾	44.182	-	44.182	-	44.182
Inversiones en activos financieros	-	12.936	12.936	-	12.936
Efectivo y equivalentes de efectivo	9.687	19.051	28.738	-	28.738
	<u>60.662</u>	<u>31.987</u>	<u>92.649</u>	<u>7.541</u>	<u>100.190</u>
	2016				
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	8.277	-	8.277	9.145	17.422
Créditos por ventas ⁽²⁾	34.816	-	34.816	-	34.816
Inversiones en activos financieros	-	15.285	15.285	-	15.285
Efectivo y equivalentes de efectivo	7.949	2.808	10.757	-	10.757
	<u>51.042</u>	<u>18.093</u>	<u>69.135</u>	<u>9.145</u>	<u>78.280</u>
	2015				
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	6.392	-	6.392	15.574	21.966
Créditos por ventas ⁽²⁾	23.428	-	23.428	-	23.428
Inversiones en activos financieros	-	804	804	-	804
Efectivo y equivalentes de efectivo	14.613	774	15.387	-	15.387
	<u>44.433</u>	<u>1.578</u>	<u>46.011</u>	<u>15.574</u>	<u>61.585</u>

(1) No incluye la provisión para otros créditos de cobro dudoso.

(2) No incluye la provisión para créditos por ventas de cobro dudoso.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)

Con fecha 20 de mayo de 2016 se publicó el Decreto 704/2016 mediante el cual se pesificaba la deuda bajo el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida y a los derivados del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido teniendo en cuenta el tipo de cambio de cierre de cada período, y se otorgaban Bonos de la Nación Argentina en dólares estadounidenses sujetos a un interés del 8% anual con vencimiento en el año 2020 ("BONAR 2020 US\$") para su cancelación.

Estos BONAR 2020 US\$ se encontraban restringidos para su venta en función a lo acordado en las cartas de adhesión, de modo tal que hasta el mes de diciembre de 2017 inclusive, el Grupo no podía vender más de un 3% mensual del total de los BONAR 2020 US\$ recibidos. Asimismo, en los meses en que el Grupo no ejerciera su derecho a vender los BONAR 2020 US\$ hasta el porcentaje autorizado antes mencionado, podía acumular el porcentaje remanente para su venta en los meses siguientes. En ningún caso, la venta en un mes determinado de los saldos acumulados podía superar el 12% del total de los BONAR 2020 US\$ recibidos.

A los efectos de solicitar la cancelación de los pagos pendientes, los beneficiarios debían suscribir y presentar por ante la Secretaría de Recursos Hidrocarbúferos del MINEM las cartas de adhesión. YPF presentó las correspondientes cartas de adhesión y efectuó reserva de reclamar las diferencias por tipo de cambio e intereses.

Con fecha 13 de julio de 2016, en concepto del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, el Grupo recibió BONAR 2020 US\$, por un valor nominal de US\$ 630 millones. Asimismo, con fecha 21 de septiembre de 2016, en concepto del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido, el Grupo recibió BONAR 2020 US\$, por un valor nominal de US\$ 12 millones.

Pasivos financieros

2017					
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Préstamos.....	191.063	-	191.063	-	191.063
Otros pasivos.....	2.660	-	2.660	-	2.660
Cuentas por pagar.....	45.773	-	45.773	3.253	49.026
	<u>239.496</u>	<u>-</u>	<u>239.496</u>	<u>3.253</u>	<u>242.749</u>

2016					
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Préstamos.....	154.345	-	154.345	-	154.345
Otros pasivos.....	4.726	-	4.726	-	4.726
Cuentas por pagar.....	43.287	-	43.287	495	43.782
	<u>202.358</u>	<u>-</u>	<u>202.358</u>	<u>495</u>	<u>202.853</u>

2015					
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Préstamos.....	105.751	-	105.751	-	105.751
Otros pasivos.....	752	-	752	1	753
Cuentas por pagar.....	39.376	-	39.376	475	39.851
	<u>145.879</u>	<u>-</u>	<u>145.879</u>	<u>476</u>	<u>146.355</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)

Las ganancias y pérdidas de los instrumentos financieros son imputadas a las siguientes categorías:

	2017		
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados	1.598	-	1.598
Intereses perdidos	(18.385)	-	(18.385)
Actualizaciones financieras	(3.169)	-	(3.169)
Diferencias de cambio, netas	8.950	-	8.950
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	-	2.208	2.208
Resultados por instrumentos financieros derivados	-	-	-
	<u>(11.006)</u>	<u>2.208</u>	<u>(8.798)</u>

	2016		
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados	1.472	-	1.472
Intereses perdidos	(18.109)	-	(18.109)
Actualizaciones financieras	(3.159)	-	(3.159)
Diferencias de cambio, netas	11.611	-	11.611
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	-	1.826	1.826
Resultados por instrumentos financieros derivados	-	213	213
	<u>(8.185)</u>	<u>2.039</u>	<u>(6.146)</u>

	2015		
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados	1.638	-	1.638
Intereses perdidos	(8.618)	-	(8.618)
Actualizaciones financieras	(1.987)	-	(1.987)
Diferencias de cambio, netas	20.214	-	20.214
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	-	446	446
Resultados por instrumentos financieros derivados	-	464	464
	<u>11.247</u>	<u>910</u>	<u>12.157</u>

Determinación del valor razonable

La NIIF 9 define el valor razonable de los instrumentos financieros como el monto por el cual un activo puede ser intercambiado o un pasivo financiero puede ser cancelado, entre partes independientes, debidamente informadas y con intención de realizar la transacción. Todos los instrumentos financieros reconocidos al valor razonable son asignados a uno de los niveles de jerarquía de valuación de la NIIF 7. Esta jerarquía de valuación comprende tres niveles.

En el caso del nivel 1, la valuación se basa en precios de cotización sin ajustar en mercados activos para idénticos activos o pasivos que el Grupo pueda tomar como referencia a la fecha de cierre del ejercicio. Un mercado se considera activo si las transacciones se llevan a cabo con cierta frecuencia y se dispone de suficiente información de precios en forma permanente. Debido a que un precio con cotización en un mercado activo es el indicador más confiable del valor razonable, este debe ser utilizado siempre, si estuviere disponible. Los instrumentos financieros que el Grupo tiene asignados a este nivel comprenden inversiones en fondos comunes de inversión con cotización y títulos públicos.

En el caso del nivel 2, el valor razonable se determina utilizando métodos de valuación basados en información observable en el mercado de forma directa e indirecta. Si el instrumento financiero posee un plazo determinado los datos para la valuación deben ser observables durante la totalidad de ese período. El Grupo no ha valuado instrumentos financieros de acuerdo a esta categoría.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. Tº 39 - Fº 944

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

FERNANDO G. DEL POZO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 254 - Fº 138



6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)

En el caso del nivel 3, el Grupo utiliza técnicas de valuación que no están basadas en información observable en el mercado. Esto sólo es permitido en la medida que dicha información no se encuentra disponible. Los datos incorporados reflejan las estimaciones que tendría en cuenta cualquier participante del mercado para fijar los precios. El Grupo utiliza la mejor información disponible, inclusive datos internos. El Grupo no ha valuado instrumentos financieros de acuerdo a esta categoría.

El Departamento de Finanzas Corporativas de YPF cuenta con un equipo que realiza las valuaciones de los instrumentos financieros que se requieren reportar en los estados financieros, incluyendo los valores razonables de los instrumentos de nivel 3. Este equipo depende directamente del Vicepresidente Financiero ("CFO"). Las discusiones sobre los métodos de valuación y los resultados se llevan a cabo entre el CFO y el equipo de evaluación al momento de la adquisición del instrumento, y de ser necesario, trimestralmente, en línea con los estados financieros consolidados del Grupo.

Los siguientes cuadros presentan los activos financieros del Grupo que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 y su asignación a la jerarquía de valor razonable:

Activos financieros	2017			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros:				
- Títulos públicos	12.936 ⁽¹⁾	-	-	12.936
	<u>12.936</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>12.936</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	19.051	-	-	19.051
	<u>19.051</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>19.051</u>
	<u>31.987</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>31.987</u>
Activos financieros	2016			Total
Inversiones en activos financieros:				
- Fondos comunes de inversión	53	-	-	53
- Títulos públicos	15.232 ⁽¹⁾	-	-	15.232
	<u>15.285</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>15.285</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	2.808	-	-	2.808
	<u>2.808</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.808</u>
	<u>18.093</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>18.093</u>
Activos financieros	2015			Total
Inversiones en activos financieros:				
- Fondos comunes de inversión	340	-	-	340
- Otros activos financieros	464	-	-	464
	<u>804</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>804</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	774	-	-	774
	<u>774</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>774</u>
	<u>1.578</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.578</u>

(1) Al 31 de diciembre de 2017, se ha clasificado como Corriente. Al 31 de diciembre de 2016, 7.737 se han clasificado como No corrientes y 7.495 se han clasificado como Corrientes.

El Grupo no posee pasivos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados.

La política del Grupo es reconocer las transferencias entre las distintas categorías de la jerarquía de valuación al momento en el que ocurren o cuando hay cambios en las circunstancias que causan la transferencia. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, no se han producido transferencias entre las diferentes jerarquías utilizadas para determinar el valor razonable de los instrumentos financieros del Grupo.

Valor razonable de activos financieros y pasivos financieros medidos a costo amortizado

El valor razonable estimado de los préstamos, considerando precios de cotización sin ajustar (Nivel 1) para ON y tasas de interés ofrecidas al Grupo (Nivel 3) para el remanente de los préstamos financieros, ascendió a 200.264, 157.133 y 106.336 al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

El valor razonable de los otros créditos, créditos por ventas, efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por pagar y otros pasivos no difieren significativamente de su valor contable.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



7. ACTIVOS INTANGIBLES

	2017	2016	2015
Valor residual de activos intangibles	9.976	8.114	7.359
Provisión por deterioro de activos intangibles	-	-	(80)
	<u>9.976</u>	<u>8.114</u>	<u>7.279</u>

La evolución de los activos intangibles del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es la siguiente:

	Concesiones de servicios	Derechos de exploración	Otros intangibles	Total
Valor de origen.....	5.707	1.975	2.607	10.289
Amortización acumulada	3.475	150	2.271	5.896
Saldos al 31 de diciembre de 2014	<u>2.232</u>	<u>1.825</u>	<u>336</u>	<u>4.393</u>
Costos				
Aumentos	653	270	190	1.113
Efectos de conversión	3.218	928	1.443	5.589
Disminuciones y reclasificaciones	(51)	(183)	20	(214)
Amortización acumulada				
Aumentos	180	-	143	323
Efectos de conversión	1.904	5	1.296	3.205
Disminuciones y reclasificaciones	(6)	-	-	(6)
Valor de origen.....	9.527	2.990	4.260	16.777
Amortización acumulada	5.553	155	3.710	9.418
Saldos al 31 de diciembre de 2015	<u>3.974</u>	<u>2.835</u>	<u>550</u>	<u>7.359</u>
Costos				
Aumentos	642	75	171	888
Efectos de conversión	2.127	612	936	3.675
Disminuciones y reclasificaciones	(547)	(584)	127	(1.004)
Amortización acumulada				
Aumentos	437	-	280	717
Efectos de conversión	1.245	-	848	2.093
Disminuciones y reclasificaciones	-	(6)	-	(6)
Valor de origen.....	11.749	3.093	5.494	20.336
Amortización acumulada	7.235	149	4.838	12.222
Saldos al 31 de diciembre de 2016	<u>4.514</u>	<u>2.944</u>	<u>656</u>	<u>8.114</u>
Costos				
Aumentos	947	8	198	1.153
Efectos de conversión	2.141	513	953	3.607
Disminuciones y reclasificaciones	(13)	(149)	185	23
Amortización acumulada				
Aumentos	615	-	223	838
Efectos de conversión	1.330	-	885	2.215
Disminuciones y reclasificaciones	-	(149)	17	(132)
Valor de origen.....	14.824	3.465	6.830	25.119
Amortización acumulada	9.180	-	5.963	15.143
Saldos al 31 de diciembre de 2017	<u>5.644</u>	<u>3.465</u>	<u>867</u>	<u>9.976</u>

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	2017	2016	2015
Valor residual de propiedades, planta y equipo	382.630	345.679	274.122
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(1.652)	(1.380)	(762)
Provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo.....	(26.535)	(36.285)	(2.455)
	<u>354.443</u>	<u>308.014</u>	<u>270.905</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (Cont.)

La evolución de las propiedades, planta y equipo del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es la siguiente:

	Terrenos y edificios	Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas	Equipos de transporte	Materiales y equipos en depósito	Perforaciones y obras en curso	Perforaciones exploratorias en curso	Muebles y útiles e instalaciones	Equipos de comercialización	Infraestructura de distribución de gas natural	Instalaciones de generación de energía eléctrica	Otros bienes	Total
Valor de origen	9.084	265.376	42.081	2.160	8.241	45.051	1.781	3.314	5.520	2.722	1.567	5.502	392.399
Depreciación acumulada	3.779	192.170	24.842	1.455	-	-	-	2.817	4.215	1.116	1.171	3.591	235.156
Saldos al 31 de diciembre de 2014 ...	5.305	73.206	17.239	705	8.241	45.051	1.781	497	1.305	1.606	396	1.911	157.243
Costos													
Aumentos	23	(1.140) ⁽⁴⁾	7	5	7.823	50.139	2.767	36	1	-	-	219	59.880
Efectos de conversión.....	4.630	155.844	23.707	1.155	4.432	24.005	992	1.865	3.640	-	-	2.633	222.903
Disminuciones y reclasificaciones.....	212	37.986 ⁽⁵⁾	3.634	330	(7.018)	(42.392)	(1.893)	388	1.617	209	6	(63)	(6.984) ⁽³⁾
Depreciación acumulada													
Aumentos	211	22.884 ⁽⁴⁾	2.289	218	-	-	-	323	345	68	112	235	26.685
Efectos de conversión.....	1.934	110.301	14.019	773	-	-	-	1.559	2.361	-	-	1.796	132.743
Disminuciones y reclasificaciones.....	(4)	(433) ⁽⁵⁾	(12)	(54)	-	-	-	-	-	(3)	-	(2)	(508)
Valor de origen	13.949	458.066	69.429	3.650	13.478	76.803	3.647	5.603	10.778	2.931	1.573	8.291	668.198
Depreciación acumulada	5.920	324.922	41.138	2.392	-	-	-	4.699	6.921	1.181	1.283	5.620	394.076
Saldos al 31 de diciembre de 2015 ...	8.029	133.144 ⁽¹⁾	28.291	1.258	13.478	76.803	3.647	904	3.857	1.750	290	2.671	274.122
Costos													
Aumentos	140	3.831 ⁽⁴⁾	1	3	6.968	52.610	1.392	25	-	-	2	76	65.048
Efectos de conversión.....	2.975	104.086	16.601	802	2.494	14.602	626	1.260	2.430	-	-	1.658	147.534
Disminuciones y reclasificaciones.....	1.365	59.645	26.529	1.096	(8.701)	(91.342)	(3.687)	1.201	1.138	260	187	(60)	(12.369) ⁽³⁾⁽⁶⁾
Depreciación acumulada													
Aumentos	360	40.729 ⁽⁴⁾	4.312	414	-	-	-	668	642	75	111	318	47.629
Efectos de conversión.....	1.257	73.288	9.288	516	-	-	-	1.052	1.558	-	-	1.142	88.101
Disminuciones y reclasificaciones.....	(40)	(6.937) ⁽⁵⁾	(3)	(37)	-	-	-	(18)	(2)	45	-	(82)	(7.074) ⁽⁶⁾
Valor de origen	18.429	625.628	112.560	5.551	14.239	52.673	1.978	8.089	14.346	3.191	1.762	9.965	868.411
Depreciación acumulada	7.497	432.002	54.735	3.285	-	-	-	6.401	9.119	1.301	1.394	6.998	522.732
Saldos al 31 de diciembre de 2016 ...	10.932	193.626 ⁽¹⁾	57.825	2.266	14.239	52.673	1.978	1.688	5.227	1.890	368	2.967	345.679
Costos													
Aumentos	49	(4.370) ⁽⁴⁾	103	66	7.394	47.453	2.207	20	-	-	-	174	53.096
Efectos de conversión.....	3.028	113.481	19.728	1.032	2.101	8.568	373	1.466	2.744	-	-	1.651	154.172
Disminuciones y reclasificaciones.....	(112)	40.614	2.284	965	(7.741)	(49.165)	(1.687)	879	1.698	215	(1.762) ⁽⁷⁾	188	(13.624) ⁽³⁾
Depreciación acumulada													
Aumentos	437	54.980 ⁽⁴⁾	5.395	602	-	-	-	717	854	80	87	315	63.467
Efectos de conversión.....	1.303	81.108	9.983	609	-	-	-	1.196	1.684	-	-	1.151	97.034
Disminuciones y reclasificaciones.....	13	(1.756) ⁽⁵⁾	(953)	16	-	-	-	372	(1)	-	(1.481) ⁽⁷⁾	(18)	(3.808)
Valor de origen	21.394	775.353	134.675	7.614	15.993	59.529	2.871	10.454	18.788	3.406	-	11.978	1.062.055
Depreciación acumulada	9.250	566.334	69.160	4.512	-	-	-	8.686	11.656	1.381	-	8.446	679.425
Saldos al 31 de diciembre de 2017 ...	12.144	209.019 ⁽¹⁾	65.515	3.102	15.993	59.529	2.871 ⁽²⁾	1.768	7.132	2.025	-	3.532	382.630

(1) Incluye 10.003, 9.147 y 8.435 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

(2) Existen 35 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2017. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha, se han iniciado 37 pozos, 24 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 15 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta Propiedad minera, pozos y equipos de explotación.

(3) Incluye 7, 2 y 6 de valor residual imputado contra provisiones de propiedades, planta y equipo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

(4) Incluye (4.913), 2.243 y (1.281) de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos y 2.258, 934 y 174 de recupero de depreciaciones, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

(5) Incluye (2.671) de valor residual por el área El Orejano; (226) correspondientes a la baja por cambio de participación en el área Magallanes; y (8) correspondientes a la baja del área Puesto Cortadera.

(6) Incluye disminuciones por desconsolidación de subsidiarias por 500, netos.

(7) Incluye 6.772 y 1.790 de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, correspondientes a la reclasificación de los activos de YPF EE como mantenidos para su disposición.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015**

**8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (Cont.)**

El Grupo capitaliza los costos financieros como parte del costo de los activos. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 la tasa de capitalización ha sido 11,63%, 13,03% y 12,01%, respectivamente, y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 707, 1.234 y 1.003 respectivamente para los ejercicios mencionados.

A continuación se describe la evolución de la provisión para materiales y equipos obsoletos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Saldo al inicio del ejercicio	1.380	762	313
Aumento con cargo a resultado	11	428	243
Aplicaciones con cargo a resultado	(45)	-	-
Cancelaciones por utilización.....	(7)	(2)	(6)
Transferencias y otros movimientos	65	-	-
Diferencia de conversión.....	248	192	212
Saldo al cierre del ejercicio	<u>1.652</u>	<u>1.380</u>	<u>762</u>

A continuación se describe la evolución de la provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Saldo al inicio del ejercicio	36.285	2.455	-
Aumento con cargo a resultado ⁽¹⁾	-	36.188	2.455
Disminución con cargo a resultado ⁽¹⁾	(5.032)	(1.245)	-
Depreciaciones ⁽²⁾	(9.955)	(2.877)	-
Diferencia de conversión.....	5.237	1.869	-
Desconsolidación de subsidiarias	-	(105)	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>26.535</u>	<u>36.285</u>	<u>2.455</u>

(1) Ver Nota 2.c).

(2) Se incluyen en la línea "Depreciación de propiedades, planta y equipo" en la Nota 21.

A continuación se expone la evolución que han tenido los costos de los pozos exploratorios que al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 se encuentran en estado de evaluación:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Saldo al inicio del ejercicio	1.475	1.777	993
Incrementos pendientes de determinación de reservas.....	758	1.112	1.219
Disminuciones imputadas contra Gastos de exploración.....	(591)	(700)	(479)
Disminución por cesión de activos.....	-	(15)	(89)
Reclasificaciones hacia Propiedad minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas	(581)	(1.004)	(466)
Diferencia de conversión.....	175	305	599
Saldo al cierre del ejercicio	<u>1.236</u>	<u>1.475</u>	<u>1.777</u>

El cuadro siguiente, muestra los costos de pozos exploratorios capitalizados por un período mayor a un año y el número de proyectos relacionados a dichos costos, al 31 de diciembre de 2017.

	<u>Monto</u>	<u>Cantidad de proyectos</u>	<u>Cantidad de pozos</u>
Entre 1 y 5 años.....	413	3	3

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



9. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

El Grupo no posee inversiones en subsidiarias con interés no controlante significativo. Asimismo, el Grupo no posee inversiones en asociadas o negocios conjuntos que sean significativos.

El siguiente cuadro muestra en forma agrupada, atento a no ser ninguna de las sociedades individualmente material, el valor de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017	2016	2015
Valor de las inversiones en asociadas.....	911	1.478	1.248
Valor de las inversiones en negocios conjuntos.....	5.146	4.022	3.135
Provisión para desvalorización de participaciones en asociadas y negocios conjuntos	(12)	(12)	(12)
	<u>6.045</u>	<u>5.488</u>	<u>4.371</u>
Expuestas en Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	6.045	5.488	4.372
Expuestas en Otros pasivos	-	-	1

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	2017	2016	2015
Saldo al inicio del ejercicio	5.488	4.371	3.175
Adquisiciones y aportes	910	448	163
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	1.428	588	318
Diferencias de conversión	662	601	999
Dividendos distribuidos	(328)	(520)	(280)
Otros movimientos	2	-	(4)
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	(2.117)	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>6.045</u>	<u>5.488</u>	<u>4.371</u>

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de resultados de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos del Grupo, calculadas de acuerdo al valor patrimonial proporcional en las mismas, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015. El Grupo ha ajustado, de corresponder, los valores informados por dichas sociedades para adaptarlos a los criterios contables utilizados por el Grupo para el cálculo del valor patrimonial proporcional en las fechas antes mencionadas:

	Asociadas			Negocios conjuntos		
	2017	2016	2015	2017	2016	2015
Resultado neto	543	225	321	885	363	(3)
Otros resultados integrales	34	35	50	628	566	949
Resultado integral del ejercicio	<u>577</u>	<u>260</u>	<u>371</u>	<u>1.513</u>	<u>929</u>	<u>946</u>

- Con fecha 13 de mayo 2016, se constituyeron las sociedades Y-GEN I e Y-GEN II, con el objetivo de presentar oferta en la licitación N° 21/2016 convocada por el MINEM, la cual convocaba a realizar ofertas de nueva generación de energía y potencia térmica, las que, de resultar adjudicadas, celebrarían con Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA") un contrato de venta de la energía ofrecida por un plazo de entre 5 y 10 años, según lo ofertado, y con un precio denominado en dólares. Las sociedades creadas presentaron ofertas de proyectos de construcción de nuevas centrales de generación térmica en Loma Campana (Añelo, Provincia de Neuquén) y en Central El Bracho (Provincia de Tucumán), los que resultaron finalmente adjudicados.

En ambas sociedades, el 66,67% del paquete accionario corresponde a la subsidiaria YPF EE y el restante 33,33% corresponde a Guayama PR Holdings del Grupo General Electric.

El Grupo ha seguido los lineamientos de la NIIF 10 "Estados financieros consolidados" y ha concluido que ejerce control conjunto sobre Y-GEN I e Y-GEN II. En consecuencia, ha aplicado la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" definiendo a dichas sociedades como negocios conjuntos, y las ha medido de acuerdo con el método de la participación en función a la NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos". Algunos de los principales supuestos evaluados se describen a continuación: (i) Contractualmente ambos accionistas ejercen control conjunto sobre cada una de las sociedades, por lo que las decisiones sobre las actividades relevantes de las mismas son tomadas de manera conjunta, necesitando unanimidad para ello y no existiendo poder de una parte (accionista) por sobre la otra con relación a la inversión, independientemente de los diferentes porcentajes de tenencia de los mismos; (ii) No existe poder según es definido en la NIIF 10 de una parte en detrimento de otra, ya sea con relación a los derechos a voto en la nominación de Directores o incluso personal (clave o no), en la dirección de la entidad para beneficiarse a sí misma o para modificar de manera unilateral los rendimientos variables de la inversión, o en definitiva direccionar de manera unilateral cualquiera de las decisiones asociadas a las actividades relevantes. Adicionalmente, ver Nota 3.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



9. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (Cont.)

A continuación se detalla la información de subsidiarias:

Denominación y Emisor	Características de los valores			Actividad principal	Domicilio legal	Información sobre el ente emisor				Participación sobre capital social	
	Clase	Valor nominal	Cantidad			Últimos estados financieros disponibles					
						Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio		
Subsidiarias:⁽⁶⁾											
YPF Internacional S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	Bs.	100	66.897	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-12-17	15	(1)	24	100,00%
YPF Holdings Inc. ⁽⁶⁾	Ordinarias	US\$	0,01	810.614	Inversión y financiera	10333 Richmond Avenue I, Suite 1050, TX, U.S.A.	31-12-17	15.075	(429)	(3.726)	100,00%
Operadora de Estaciones de Servicios S.A.	Ordinarias	\$	1	163.701.747	Gestión comercial de estaciones de servicios de propiedad de YPF	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-17	164	709	907	99,99%
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	\$	1	307.095.088	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-17	307	3	1.127	100,00%
YPF Servicios Petroleros S.A.	Ordinarias	\$	1	50.000	Servicios de perforación y/o reparación de pozos	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-17	- ⁽⁷⁾	(174)	(192)	100,00%
Metrogas S.A.	Ordinarias	\$	1	398.419.700	Prestación del servicio público de distribución de gas natural.	Gregorio Aráoz de Lamadrid 1360, Buenos Aires, Argentina.	31-12-17	569	773	8.985	70,00%
YPF Energía Eléctrica S.A.	Ordinarias	\$	1	2.506.555.895	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-17	2.507	928	3.441	100,00%
YPF Chile S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	-	-	50.968.649	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Villarica 322; Módulo B1, Qilicura, Santiago	31-12-17	849	(103)	1.389	100,00%
YPF Tecnología S.A.	Ordinarias	\$	1	234.291.000	Investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-17	459	38	690	51,00%
YSUR Inversora S.A.U. ⁽⁶⁾⁽⁹⁾	-	-	-	-	Inversión	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	2.657	(1)	5.397	100,00%
YSUR Inversiones Petroleras S.A.U. ⁽⁶⁾⁽⁹⁾	-	-	-	-	Inversión	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	230	- ⁽⁷⁾	391	100,00%
YSUR Petrolera Argentina S.A. ⁽⁶⁾⁽⁹⁾	-	-	-	-	Exploración, extracción, explotación, almacenamiento, transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos, como así también otras operaciones vinculadas a tales fines	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-16	634	106	570	100,00%
Compañía de Inversiones Mineras S.A.	Ordinarias	\$	1	236.474.420	Exploración, explotación, transformación, administración, almacenamiento y transporte de todo tipo de minerales; montajes, construcción y operación de instalaciones y estructuras y procesamiento de productos relacionados con la actividad minera	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-17	236	(21)	182	100,00%
Bajo del Toro II S.R.L.	Cuotas sociales	\$	1	1.270.815.165	Exploración, descubrimiento, explotación, compra, producción, almacenamiento, transporte, importación, exportación y comercialización de todo tipo de hidrocarburos líquidos o gaseosos y ejercer todos los actos que no sean prohibidos por las leyes incluyendo pero no limitándose a la contratación de mutuos dinerarios como prestamista y/o prestataria	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-17	1.271	90	1.341	100,00%

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



9. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (Cont.)

A continuación se detallan las inversiones en asociadas y negocios conjuntos:

Características de los valores	31-12-2017												31-12-2016	
	Información sobre el ente emisor						Últimos estados financieros disponibles						Participación sobre capital social	Valor registrado ⁽⁹⁾
	Denominación y Emisor	Clase	Valor nominal	Cantidad	Valor registrado ⁽²⁾	Costo ⁽¹⁾	Actividad principal	Domicilio legal	Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio		
Negocios conjuntos:														
Compañía Mega S.A. ⁽⁵⁾⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	1	244.246.140	1.725	- Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	30-09-17	643	1.071	2.381	38,00%	1.208	
Profertil S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	1	391.291.320	2.862	- Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	30-09-17	783	197	1.249	50,00%	1.897	
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	\$	1	45.803.655	483	- Refinación	Maipú 1, P. 2º, Buenos Aires, Argentina	30-09-17	92	(10)	980	50,00%	468	
					5.070	-							3.573	
Asociadas:														
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias	\$	10	4.072.749	242	- Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	30-09-17	110	135	576	37,00%	174	
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	\$	10	476.034	103	- Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11º, Buenos Aires, Argentina	30-09-17	14	20	304	33,15%	94	
Oiltanking Ebytem S.A.	Ordinarias	\$	10	351.167	211	- Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales – Provincia de Buenos Aires, Argentina.	30-09-17	12	247	279	30,00%	184	
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Preferidas	\$	1	15.579.578	44	- Transporte de gas por ducto	San Martín 323, P.13º, Buenos Aires, Argentina	31-12-17	156	116	445	10,00%	33	
Central Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	0,01	11.869.095.145	- ⁽¹⁰⁾	- Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-03-17	1.231	46	1.865	10,25% ⁽⁴⁾	175	
Inversora Dock Sud S.A.	Ordinarias	\$	1	355.270.303	- ⁽¹⁰⁾	- Inversión y financiera	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-03-17	829	32	1.343	42,86%	569	
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Preferidas	\$	1	12.135.167	41	- Transporte de petróleo por ducto	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	30-09-17	34	9	118	36,00%	37	
YPF Gas S.A.	Ordinarias	\$	1	59.821.434	235	- Fraccionamiento, envasado, distribución y transporte de gas para uso industrial y/o doméstico	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	30-09-17	176	215	884	34,00%	172	
Otras sociedades:														
Diversas ⁽³⁾	-	-	-	-	111 ⁽¹⁰⁾	208	-	-	-	-	-	-	489	
					987	208							1.927	
					6.057	208							5.500	

(1) Corresponde al costo y aportes, netos de dividendos cobrados y reducciones de capital.

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

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

(4) Adicionalmente, el Grupo posee un 29,99% de participación indirecta en el capital a través de Inversora Dock Sud S.A.

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

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

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

(8) Adicionalmente se consolidan Compañía Minera de Argentina S.A., YPF Services USA Corp., YPF Europe B.V., YPF Brasil Comércio Derivado de Petróleo Ltda., Wokier Investment S.A., YPF Colombia S.A.S., Miwen S.A., Eleran Inversiones 2011 S.A.U., Lestery S.A., Energía Andina S.A., YPF Resources Netherlands B.V. y Bajo del Toro I S.R.L.

(9) Sociedades fusionadas con YPF.

(10) Las inversiones que YPF posee en CDS, IDS, YGEN I e YGEN II a través de su subsidiaria YPF EE fueron reclasificadas al rubro Activos mantenidos para su disposición. Ver Nota 3 y evolución del rubro Inversiones en asociadas y negocios conjuntos en la presente Nota.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. Tº 39 - Fº 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

FERNANDO G. DEL POZO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 254 - Fº 138

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



10. INVENTARIOS

	2017	2016	2015
Productos destilados.....	16.260	13.390	10.709
Petróleo crudo y gas natural	8.474	6.551	7.155
Productos en procesos.....	640	411	169
Obras para terceros en ejecución	142	12	85
Materia prima, envases y otros	1.775	1.456	1.140
	<u>27.291</u> ⁽¹⁾	<u>21.820</u> ⁽¹⁾	<u>19.258</u> ⁽¹⁾

(1) Al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 el costo de los inventarios no supera su valor neto de realización.

11. OTROS CRÉDITOS

	2017		2016		2015	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores por servicios	74	2.892	-	1.733	-	928
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones.....	360	3.131	291	4.648	304	8.058
Préstamos a terceros y saldos con sociedades relacionadas ⁽¹⁾	185	1.116	2.495 ⁽³⁾	1.703	297	2.366
Depósitos en garantía	1	315	17	214	318	895
Gastos pagados por adelantado	180	934	159	702	198	682
Anticipo y préstamos a empleados	17	412	12	335	8	285
Anticipo a proveedores y despachantes de aduana ⁽²⁾	2	1.700	-	1.691	-	3.147
Créditos con socios de UT y Consorcios.....	743	1.165	816	1.361	1.118	1.881
Seguros a cobrar.....	-	206	-	-	-	808
Diversos.....	31	870	134	1.111	271	402
	<u>1.593</u>	<u>12.741</u>	<u>3.924</u>	<u>13.498</u>	<u>2.514</u>	<u>19.452</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	<u>(258)</u>	<u>(57)</u>	<u>(15)</u>	<u>(42)</u>	<u>(13)</u>	<u>(39)</u>
	<u>1.335</u>	<u>12.684</u>	<u>3.909</u>	<u>13.456</u>	<u>2.501</u>	<u>19.413</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 31.

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

(3) Incluye el préstamo otorgado a Pampa Energía S.A. Ver Nota 3.

12. CRÉDITOS POR VENTAS

	2017		2016		2015	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾ ..	2.210	41.972	87	34.729	469	22.959
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso.....	-	(1.323)	-	(1.084)	-	(848)
	<u>2.210</u>	<u>40.649</u>	<u>87</u>	<u>33.645</u>	<u>469</u>	<u>22.111</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 31.

Evolución de la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso

	2017		2016		2015	
	No Corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Saldo al inicio del ejercicio.....	-	1.084	-	848	7	866
Aumentos con cargo a resultados.....	-	222	-	197	-	313
Aplicaciones con cargo a resultados.....	-	(194)	-	(28)	-	(412)
Cancelaciones por utilización	-	-	-	-	(7)	(17)
Otros movimientos.....	-	119	-	-	-	-
Diferencia de conversión	-	92	-	67	-	98
Saldo al cierre del ejercicio.....	-	<u>1.323</u>	-	<u>1.084</u>	-	<u>848</u>

13. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2017	2016	2015
Caja y bancos.....	9.672	7.922	13.920
Colocaciones transitorias a corto plazo.....	15	27	693
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados ⁽¹⁾	19.051	2.808	774
	<u>28.738</u>	<u>10.757</u>	<u>15.387</u>

(1) Ver Nota 6.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



14. PROVISIONES

La evolución de las provisiones del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es la siguiente:

	Provisión para juicios y contingencias		Provisión para gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos		Provisión para pensiones		Total	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldos al 31 de diciembre de 2014	<u>7.014</u>	<u>851</u>	<u>1.269</u>	<u>1.145</u>	<u>18.087</u>	<u>376</u>	<u>194</u>	<u>27</u>	<u>26.564</u>	<u>2.399</u>
Aumentos con cargos a resultados	2.062	95	986	-	1.694	-	23	-	4.765	95
Aplicaciones con cargos a resultados.....	(434)	(141)	-	-	(314)	-	-	(13)	(748)	(154)
Cancelaciones por pago/utilización	-	(374)	-	(1.030)	-	(283)	-	(71)	-	(1.758)
Diferencias de cambio y de conversión, netas.....	2.383	10	464	186	10.109	159	102	17	13.058	372
Cambio de participación en UT con cargo a resultados.	-	-	-	-	-	(504)	-	-	-	(504)
Reclasificaciones y otros movimientos	(650)	(292)	(1.099)	1.099	(2.196) ⁽¹⁾	681 ⁽¹⁾	(71)	71	(4.016)	1.559
Saldos al 31 de diciembre de 2015	<u>10.375</u>	<u>149</u>	<u>1.620</u>	<u>1.400</u>	<u>27.380</u>	<u>429</u>	<u>248</u>	<u>31</u>	<u>39.623</u>	<u>2.009</u>
Aumentos con cargos a resultados	1.579	335	962	32	3.023	-	97	-	5.661	367
Aplicaciones con cargos a resultados.....	(158)	(258)	-	-	(10)	(77)	(1)	-	(169)	(335)
Cancelaciones por pago/utilización	9	(239)	-	(869)	(48)	(584)	-	(13)	(39)	(1.705)
Diferencias de cambio y de conversión, netas.....	1.221	7	159	52	6.245	94	26	3	7.651	156
Desconsolidación de subsidiarias	(2.213)	(11)	(1.351)	(607)	(515)	-	(357)	(34)	(4.436)	(652)
Reclasificaciones y otros movimientos	(1.608) ⁽²⁾	586	(860)	860	1.548 ⁽¹⁾	695 ⁽¹⁾	(13)	13	(933)	2.154
Saldos al 31 de diciembre de 2016	<u>9.205</u>	<u>569</u>	<u>530</u>	<u>868</u>	<u>37.623</u>	<u>557</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>47.358</u>	<u>1.994</u>
Aumentos con cargos a resultados	2.394	83	1.483	-	2.946	-	-	-	6.823	83
Aplicaciones con cargos a resultados.....	(1.570)	(410)	(6)	-	8	2	-	-	(1.568)	(408)
Cancelaciones por pago/utilización	(25)	(187)	-	(661)	-	(515)	-	-	(25)	(1.363)
Diferencias de cambio y de conversión, netas.....	1.483	75	-	-	6.874	121	-	-	8.357	196
Reclasificaciones y otros movimientos	180 ⁽³⁾	558	(811)	811	(5.580) ⁽¹⁾	571 ⁽¹⁾	-	-	(6.211)	1.940
Saldos al 31 de diciembre de 2017	<u>11.667</u>	<u>688</u>	<u>1.196</u>	<u>1.018</u>	<u>41.871</u>	<u>736</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>54.734</u>	<u>2.442</u>

(1) Incluye (4.913), 2.243 y (1.281) correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente; (96) correspondientes a pasivos reclasificados a Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición al 31 de diciembre de 2017; (226) correspondientes a la baja por cambio de participación en el área Magallanes al 31 de diciembre de 2015; y (8) correspondientes a la baja del área Puesto Cortadera al 31 de diciembre de 2015

(2) Incluye (950) correspondientes a resoluciones por reclamos contractuales que fueron reclasificados a Otros pasivos (ver Nota 14.a.2); y (75) correspondientes a reclamos fiscales que fueron reclasificados a Cargas fiscales.

(3) Incluye (2.098) correspondientes a resoluciones por reclamos contractuales que fueron reclasificados a Otros pasivos (ver Nota 14.a.2); y 2.932 de reclasificaciones de Otros pasivos (ver Nota 27).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

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



14. PROVISIONES (Cont.)

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

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

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

14.a) Provisión para juicios y contingencias

Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo ha provisionado los juicios pendientes, reclamos y contingencias cuya pérdida es probable y puede ser estimada razonablemente. Los juicios pendientes y contingencias más significativas provisionados se describen en los próximos párrafos.

14.a.1) Pasivos y contingencias asumidas por el Estado Nacional Argentino antes de 1990

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

14.a.2) Reclamos derivados de restricciones en el mercado de gas natural

• Reclamos de DOP

A través de la Resolución N° 265/2004 de la Secretaría de Energía, el Gobierno Argentino dispuso la creación de un programa de cortes útiles sobre las exportaciones de gas natural y su transporte asociado. Dicho programa fue implementado, inicialmente, mediante la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles, subsecuentemente reemplazado por el Programa de Racionalización de las Exportaciones de Gas y del Uso de la Capacidad de Transporte (el "Programa") aprobado mediante Resolución N° 659/2004 de la Secretaría de Energía. Adicionalmente, la Resolución SE N° 752/2005 dispuso que los usuarios industriales y generadores térmicos (quienes a partir de tal resolución deben adquirir el gas natural directamente de los productores) podían también recibir gas natural producto de cortes de exportaciones, a través del mecanismo de Inyección Adicional Permanente creado por dicha Resolución. Mediante el Programa y/o la Inyección Adicional Permanente, el Gobierno Argentino requiere a los productores exportadores de gas natural la entrega de volúmenes adicionales de dicho producto al mercado interno para satisfacer la demanda de ciertos consumidores del mercado argentino ("Requerimientos de Inyección Adicional"). Dichos volúmenes adicionales no se encuentran contratados por YPF y la 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



14. PROVISIONES (Cont.)

Asimismo, mediante la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS se aprobó un “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementa nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiéndose de esta forma nuevas y más severas restricciones con relación de la disponibilidad del gas por parte de los productores. Adicionalmente, el Gobierno Argentino, por intermedio de instrucciones impartidas utilizando diferentes vías, ha ordenado limitaciones a las exportaciones de gas natural (conjuntamente con el Programa y con la Inyección Adicional Permanente, denominadas “Administración de las Exportaciones”). Con fecha 5 de enero de 2012 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 172 mediante la cual se extienden temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución 599/07, todo ello hasta que se produzca el dictado de las medidas que la reemplacen y según menciona la Resolución previamente indicada. Esta Resolución fue recurrida con fecha 17 de febrero de 2012 mediante la presentación de un Recurso de Reconsideración ante la Secretaría de Energía.

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

YPF ha impugnado el Programa, la Inyección Adicional Permanente y los Requerimientos de Inyección Adicional, establecidas mediante las Resoluciones SEN 599/2007, 172/2011 y Resolución ENARGAS N° 1410/2010 por arbitrarios e ilegítimos, y ha alegado frente a los respectivos clientes que la Administración de las Exportaciones constituye un evento de caso fortuito o fuerza mayor (hecho del príncipe) que liberan a YPF de cualquier responsabilidad y/o penalidad derivada de la falta de suministro de los volúmenes contractualmente estipulados. Los mencionados clientes han rechazado el argumento de fuerza mayor esgrimido por YPF, reclamando algunos de ellos el pago de compensaciones y/o penalidades por incumplimiento de compromisos firmes de entrega, y/o haciendo reserva de futuros reclamos por tal concepto. Con fecha 9 de diciembre de 2015 el ENARGAS rechazó la impugnación de YPF a la Resolución N° 1410/2010. YPF no recurrió la resolución del ENARGAS que rechazara la impugnación presentada.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2017, han sido provisionados en la medida que sean probables y puedan ser razonablemente estimados.

- **AES Uruguiana Empreendimentos S.A. (“AESU”) y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (“TGM”)**

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



14. PROVISIONES (Cont.)

Adicionalmente, YPF fue notificada del arbitraje promovido por TGM ante la CCI reclamando el pago de la suma de aproximadamente US\$ 10 millones más intereses hasta la fecha de su efectivo pago, relacionada con el pago de facturas del contrato de transporte de gas natural suscripto en septiembre de 1998 entre YPF y TGM, vinculado al contrato de exportación de gas natural con AESU mencionado precedentemente. El 8 de abril de 2009, YPF solicitó el rechazo de la demanda y reconvinó solicitando la terminación del contrato de transporte de gas natural con fundamento en la finalización por parte de AESU y SULGAS del contrato de exportación de gas natural. A su vez, YPF había promovido ante la CCI un arbitraje contra TGM, entre otros. Se recibió la contestación de TGM, quien solicitó el íntegro rechazo de las pretensiones de YPF y dedujo demanda reconvenzional contra YPF con el fin de que el Tribunal Arbitral condene a YPF a indemnizar a TGM la totalidad de los daños y perjuicios, presentes o futuros, sufridos por TGM a causa de la extinción del Contrato de Transporte Firme y del Acta Acuerdo de fecha 2 de octubre de 1998 por medio de la cual YPF se había comprometido a abonar a TGM contribuciones irrevocables no capitalizables como contraprestación por la ampliación del gasoducto Proyecto Uruguayana; y se condene a AESU/SULGAS - para el caso en que se declare la rescisión del Contrato de Gas por incumplimiento de AESU o SULGAS - a indemnizar en forma solidaria todos los daños y perjuicios que dicha rescisión ocasione a TGM. Adicionalmente, con fecha 10 de julio de 2009, TGM actualizó su pretensión a US\$ 17 millones y reclamó lucro cesante por US\$ 366 millones, los cuales fueron 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 24 de mayo de 2013, YPF fue 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 decidía sobre la responsabilidad de las partes, quedando la determinación de los daños que pudieran existir, sujeta a un ulterior procedimiento ante el mismo Tribunal. Por otra parte, el Tribunal rechazó la procedencia del reclamo de AESU y SULGAS del DOP por los años 2007 y 2008 por un valor de US\$ 28 millones y del 2006 por US\$ 2,4 millones. Con fecha 31 de mayo de 2013 la Sociedad interpuso ante el Tribunal Arbitral un Recurso de Nulidad, efectuando además diversas presentaciones con el objeto de resguardar sus derechos, el cual fue rechazado. Ante el rechazo de dicho recurso, el 5 de agosto de 2013 YPF interpuso un recurso de queja en la Justicia Ordinaria (finalmente radicada en la Cámara en lo Contencioso Administrativo Federal). A pesar de ello, el Tribunal Arbitral continuó con el cronograma previsto.

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.

A pesar de ello, con fecha 10 de enero de 2014 se recibió 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, las cuales fueron rechazadas por YPF.

Con fecha 7 de octubre de 2014 la Cámara Contencioso Administrativa Federal, además de declararse competente en el recurso de Nulidad, dispuso suspender el calendario procesal de la segunda etapa del Arbitraje hasta tanto dicha Cámara se pronuncie en forma definitiva sobre el recurso de nulidad interpuesto por YPF contra el laudo arbitral sobre responsabilidad. Con fecha 8 de octubre de 2014 se le notificó al Tribunal Arbitral de lo resuelto por dicha Cámara y el 31 de octubre de 2014, el Tribunal Arbitral dispuso la suspensión del Proceso Arbitral. A pesar de ello, con fecha 24 de abril de 2015 el Tribunal Arbitral dispuso reanudar el procedimiento arbitral e invitó a las partes a consultar entre ellas respecto de la continuación del arbitraje y a proporcionar al Tribunal Arbitral una propuesta conjunta o individual respecto de los pasos a seguir. Con fecha 23 de diciembre de 2015 la Sala IV de la Cámara Contencioso Administrativo Federal hizo lugar al recurso de nulidad interpuesto por YPF y declaró nulo el laudo parcial de responsabilidad. En la misma fecha, YPF notificó al Tribunal Arbitral y a las partes dicha resolución y solicitó que se deje sin efecto el procedimiento arbitral. Con fecha 3 de febrero de 2016 TGM interpuso Recurso Extraordinario contra la resolución de la Cámara. Con fecha 2 de febrero de 2016 AESU y SULGAS interpusieron un recurso de nulidad contra dicha resolución, y con fecha 23 de febrero de 2016 la Cámara lo rechazó "in limine". AESU y SULGAS interpusieron recurso extraordinario contra este rechazo, el cual fue notificado a YPF con fecha 31 de marzo de 2016. En la misma fecha la Cámara Contencioso Administrativo Federal Sala IV rechazó el recurso extraordinario interpuesto por TGM el 2 de febrero de 2016.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



14. PROVISIONES (Cont.)

Con fecha 26 de abril de 2016, la Sala IV de la Cámara resolvió rechazar el recurso extraordinario interpuesto por AESU y SULGAS (que fuera notificado a YPF con fecha 31 de marzo de 2016) y dictó una nueva resolución declarando la nulidad e ineficacia de todos los actos realizados hasta el momento por las partes y el Tribunal Arbitral correspondientes a la "segunda etapa" del Arbitraje, los que carecen de toda virtualidad jurídica. A su vez reiteró la directiva legal surgida del art. 34, inc. 5, ap. b, del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación ("CPCCN"), haciendo notar al Tribunal Arbitral que no podrá dictar ningún acto correspondiente a la segunda etapa del arbitraje, incluido un laudo final sobre daños, como así también a AESU, SULGAS y TGM que cualquier acto suyo o del Tribunal Arbitral en tal sentido que las alcance, en transgresión a la sentencia referida, será meritado por esta Sala en ejercicio de los poderes que el CPCCN le reconoce como director del proceso (art. 45 y ccdtes.). Adicionalmente, dispuso notificar esta resolución al Tribunal Arbitral y a la Secretaría de la Corte Internacional de Arbitraje de la CCI, haciéndoles saber que el Tribunal Arbitral no está en condiciones de dictar un laudo ajustado a derecho y a la ley aplicable.

Esta resolución fue notificada por YPF al Tribunal Arbitral, a las partes y a la CCI. En la misma fecha pero con posterioridad a esta notificación, YPF fue notificada del laudo de determinación de daños dictado por mayoría del Tribunal Arbitral mediante el cual se condena a la Sociedad a pagar a AESU la suma de US\$ 185 millones, en concepto de indemnización por la resolución anticipada del contrato de exportación de gas en el año 2009 y en concepto de penalidad DOP; y a TGM la suma de US\$ 319 millones en concepto de capital por facturas, contribuciones irrevocables e indemnización por la resolución anticipada del contrato de transporte.

Con fecha 2 de mayo de 2016, YPF presentó ante la CCI y el Tribunal Arbitral el correspondiente recurso de nulidad contra dicho Laudo. En la misma fecha presentó ante la Cámara Contencioso Administrativo Federal Sala IV el recurso de nulidad con un recurso de queja en subsidio.

Como consecuencia de las complejidades legales y comerciales que tenía la disputa entre YPF, AESU y SULGAS, así como de la existencia de derechos litigiosos en diferentes jurisdicciones del mundo (incluyendo la República Argentina, la República Oriental del Uruguay y los Estados Unidos de América), con fecha 30 de diciembre de 2016, dichas empresas celebraron un acuerdo transaccional por la que YPF se comprometió a pagar la suma única y total de US\$ 60 millones por el que, sin reconocer hechos ni derechos, desistieron de todos los reclamos que hasta dicha fecha tenían o podían tener recíprocamente, con la excepción, en el caso de YPF, de los recursos de nulidad que interpuso contra los laudos arbitrales y que permanecen vigentes. El pago fue efectivizado con fecha 10 de enero de 2017.

Asimismo, con fecha 4 de diciembre de 2017, YPF celebró un acuerdo transaccional con TGM poniendo fin a todos los reclamos existentes entre las partes, en virtud del cual YPF aceptó pagar a TGM la suma de US\$ 114 millones en concepto de indemnización como pago total y definitivo de todas las acciones arbitrales y legales de TGM (US\$ 107 millones en un pago inicial el 2 de enero de 2018 y el saldo de US\$ 7 millones en 7 cuotas anuales de US\$ 1 millón cada una, venciendo la primera el 1° de febrero de 2018 y las restantes en igual fecha de los años subsiguientes). Además, YPF se comprometió a pagar a TGM la suma de US\$ 13 millones (en 7 cuotas de anuales de US\$ 1,86 millones cada una, con igual vencimiento que el saldo de la indemnización) como pago a cuenta de un contrato de transporte interrumpible de exportación a ser celebrado por las partes con vigencia hasta 2027. Este acuerdo transaccional importó el desistimiento del proceso iniciado por YPF para obtener la declaración de la nulidad del Laudo Final de Daños y de los recursos deducidos por TGM para obtener la revocación de la sentencia de la Sala IV de la Cámara en lo Contencioso Administrativo Federal que dispusiera la anulación del Laudo de Responsabilidad. Tanto el pago inicial por US\$ 107 millones como las primeras cuotas por US\$ 1 millón y US\$ 1,86 millones, fueron efectivizados en las fechas estipuladas.

- **Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN")**

El 8 de abril de 2009 YPF promovió una demanda contra TGN ante el ENARGAS con el objeto de solicitar la terminación del contrato de transporte de gas natural suscripto con dicha compañía para el transporte de gas natural asociado a entregas bajo el contrato de exportación de gas natural firmado por AESU y otras partes. La terminación del contrato con dicha compañía se fundamenta en: (a) la imposibilidad de YPF de usar y de TGN de prestar el servicio de transporte contratado, por la conjunción de (i) la rescisión del contrato de gas con SULGAS/AESU y (ii) la imposibilidad legal de ceder a terceros dicho contrato en virtud de las normas vigentes, (b) la imposibilidad legal de TGN de proveer el servicio de transporte firme en los términos contratados, en razón de ciertos cambios en la legislación vigente desde el año 2004, y c) en la teoría de la imprevisión bajo los términos de la legislación argentina en razón de la existencia de hechos extraordinarios que generan una excesiva onerosidad. Este expediente no ha sido resuelto a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



14. PROVISIONES (Cont.)

Con fecha 12 de marzo de 2010 YPF fue notificada de una demanda iniciada por TGN mediante la cual reclama el cumplimiento del contrato y el pago de facturas impagas por el período 20 de febrero de 2007 hasta el 15 de diciembre de 2010 por la suma total de US\$ 64 millones.

Adicionalmente, TGN notificó a YPF la rescisión del contrato de transporte invocando en ello la culpa de YPF como consecuencia de la supuesta falta de pago de las facturas del servicio de transporte. YPF respondió los reclamos mencionados, rechazando los mismos fundándose en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte y la rescisión del contrato de transporte dispuesta por YPF y notificada mediante demanda iniciada ante el ENARGAS.

En relación al juicio por cobro de facturas, en el mes de septiembre de 2011, se recibió cédula notificando a YPF de la resolución de la Cámara de Apelaciones rechazando el planteo de incompetencia formulado por YPF al contestar la demanda, declarando incompetente al ENARGAS y competente al fuero Civil y Comercial Federal con relación al reclamo por cobro de facturas impagas mencionado precedentemente.

La causa se abrió a prueba y con fecha 21 de septiembre de 2016 se presentaron los alegatos.

Con fecha 3 de abril de 2013 se notificó la demanda de daños y perjuicios iniciada por TGN reclamando a YPF la suma de US\$ 142 millones, con más sus intereses y costas por la resolución del contrato de transporte. 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. Luego de cerrado el período probatorio, con fecha 21 de junio de 2017 YPF presentó los alegatos.

Luego de producidos los alegatos, el Juzgado de Primera Instancia dictó en cada expediente una resolución por la que difiere el dictado de la sentencia hasta que se resuelva el beneficio de litigar sin gastos iniciado por TGN. Dichas resoluciones fueron recurridas por TGN mediante sendos recursos de queja, que fueron desestimados por la Cámara de Apelaciones en noviembre de 2017. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el beneficio de litigar sin gastos iniciado por TGN no ha sido resuelto.

Considerando la información disponible a la fecha, el tiempo estimado que resta hasta la finalización del proceso, y los resultados de las evidencias adicionales que se presenten en la continuación del litigio, la Sociedad ha provisionado su mejor estimación respecto a los valores objeto de los reclamos.

- **Nación Fideicomisos S.A. (“NAFISA”)**

NAFISA, había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos correspondientes al Fideicomiso Gas I y Fideicomiso Gas II aplicables al transporte a Uruguaiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 por dichos cargos. Con fecha 8 de febrero de 2012 se contestó la demanda, planteando la conexidad con el juicio “TGN c/YPF”, la incompetencia del ENARGAS para entender en este planteo, la acumulación en el juicio “TGN c/YPF” y rechazando el reclamo fundado en la imposibilidad legal de TGN de prestar el servicio de transporte. En esta misma fecha, se presentó también en el juicio “TGN c/YPF” similar solicitud de acumulación. El 12 de abril de 2012, ENARGAS resolvió a favor de NAFISA. Con fecha 12 de mayo de 2012 YPF recurrió dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal. Con fecha 11 de noviembre de 2013, dicha Cámara rechazó el recurso directo interpuesto por YPF. A su vez, con fecha 19 de noviembre de 2013, YPF interpuso el Recurso Ordinario ante la CSJN y con fecha 27 de noviembre se interpuso el Recurso Extraordinario, también ante la CSJN. El recurso ordinario fue concedido y oportunamente fundado por YPF. El 29 de septiembre de 2015, la CSJN resolvió declarar admisible el recurso de YPF y revocar la resolución de la Cámara Contencioso Administrativa - Sala IV, señalando que el ENARGAS no es competente para entender en este asunto por no ser las partes sujetos de la Ley de Gas. El caso está terminado en la instancia jurisdiccional del ENARGAS, sin que a la fecha NAFISA haya promovido demanda ante la justicia.

La Sociedad ha provisionado su mejor estimación en relación con el reclamo mencionado precedentemente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



14. PROVISIONES (Cont.)

14.a.3) Reclamos en el ámbito de la CNDC

La Asociación Unión de Usuarios y Consumidores está reclamando (originalmente contra Repsol YPF S.A. antes de extender su reclamo a YPF) el reembolso de los precios supuestamente cobrados en exceso a los consumidores de GLP a granel entre los períodos 1993 a 1997 y 1997 a 2001. Al contestar demanda, YPF invocó la prescripción de la acción por haber transcurrido el plazo de dos años, aplicable al caso.

Con fecha 28 de diciembre de 2015 el Juzgado de Primera Instancia dictó sentencia haciendo lugar a la demanda promovida por la Asociación Unión de Usuarios y Consumidores contra YPF por las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993 a 1997 y condenando a la empresa a girar a la Secretaría de Energía de la Nación, con destino al fondo fiduciario creado por la Ley Nro. 26.020, la suma de 98 aproximadamente con más intereses que serán calculados por el perito en la etapa de liquidación.

Por su parte, la sentencia rechaza la demanda por los conceptos correspondientes al período 1997 a 2001 por no considerar probada la existencia de posición dominante de YPF en el mercado de GLP a granel en el país. La Sociedad apeló la decisión del Juzgado de Primera Instancia.

A su vez, la sentencia rechaza la demanda contra Repsol S.A. toda vez que la empresa Repsol YPF S.A. no tuvo participación accionaria en YPF, ni ningún otro tipo de vinculación, durante el período 1993 a 1997 en el que los actores sostienen que habría existido el abuso de posición dominante de YPF.

La Sociedad apeló el fallo, y el recurso de apelación fue concedido con efecto suspensivo. La parte actora también apeló la sentencia y ambas partes presentaron sus memoriales.

Con fecha 7 de diciembre de 2017 la Sociedad fue notificada de la sentencia de Cámara por la cual: (i) confirma las pretensiones resarcitorias del período comprendido entre los años 1993/1997; (ii) extiende el reclamo de Unión de Usuarios por el período 1997 - diciembre 1999 por el rubro "transferencia patrimonial de los consumidores a los productores por el mayor costo del gas licuado de petróleo", postergando para la etapa de ejecución de sentencia la liquidación del rubro (la Cámara no fijó este importe); y (iii) hace lugar parcialmente al recurso interpuesto por la parte demandada en lo que respecta al rubro "daño causado por el menor o distinto consumo de energía a raíz del mayor costo de Gas Licuado de Petróleo". La Sociedad ha analizado el impacto económico de la sentencia de Cámara, que al ampliar por el período 1997-1999 el rubro del punto (i) anterior, incrementaría el monto oportunamente estimado. Cabe señalar que la sentencia que ha sido confirmada por la Cámara no condena a YPF a abonar a la reclamante el importe que en definitiva se liquide, sino que dichos fondos deberán ser girados a la Secretaría de Energía de la Nación con destino al fondo fiduciario creado por la ley 26.020, para que sean destinados a la ampliación de la red de gas natural en las zonas de menores recursos según el criterio que fije la autoridad de aplicación. La autoridad de aplicación, en el plazo de seis meses de quedar firme la liquidación del monto de condena, deberá presentar los estudios de factibilidad correspondientes (Dec. 470/15) junto con un plan de obras, que deberán comenzar a su vez en un plazo no mayor a seis meses contados desde la presentación de la factibilidad. Finalmente, la Sociedad ha interpuesto recurso extraordinario contra la sentencia de Cámara.

La Sociedad ha provisionado su mejor estimación en relación con el reclamo mencionado precedentemente.

14.a.4) Reclamos ambientales

- **La Plata**

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



14. PROVISIONES (Cont.)

Con fecha 25 de enero de 2011, YPF ha suscrito un convenio con el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible ("OPDS") de la Provincia de Buenos Aires, dentro del marco del Programa de Control de Remediación, Pasivos y Riesgo Ambiental creado mediante la Resolución N° 88/2010 del Director Ejecutivo del OPDS. En virtud del convenio, las partes acordaron llevar a cabo un programa de trabajo conjunto en los canales que circundan a la Refinería La Plata, que tendrá una duración de ocho años, y que implica acciones de caracterización y análisis de riesgo de los sedimentos de los canales. En el convenio se establece que, en caso de que el análisis de riesgo identifique escenarios que presenten la necesidad de implementar acciones correctivas, se analizarán las alternativas o técnicas disponibles y se determinarán las acciones necesarias para su implementación. También se contempla la realización de un estudio de datación del material depositado, con el fin de establecer la responsabilidad del Estado Nacional, teniendo en cuenta su obligación de mantener indemne a YPF establecida en el artículo 9 de la Ley N° 24.145 de Privatización de YPF. En dicho contexto, YPF, con la conformidad de OPDS, ha llevado adelante diversos estudios y caracterizaciones a través de consultores especializados cuyos avances han sido puestos en conocimiento del organismo provincial.

Adicionalmente a lo previamente mencionado, existen otras demandas similares realizadas por vecinos de la misma localidad, en el que reclaman daños ambientales y otros daños asociados.

La estimación de los reclamos de daños y perjuicios mencionados y el costo de las acciones correctivas necesarias, de existir, son provisionados en la medida que la pérdida sea probable y pueda ser estimada razonablemente.

- **Quilmes**

Los actores, quienes sostienen ser vecinos de la localidad de Quilmes, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio en el que reclaman la indemnización de daños personales supuestamente ocasionados y la remediación ambiental. Hacen su reclamo basados principalmente en una pérdida de combustible en el poliducto La Plata-Dock Sud, que actualmente opera YPF, ocurrido en el año 1988, como consecuencia de un hecho ilícito que generó la rotura del poliducto, siendo en dicho momento YPF una sociedad del Estado Nacional. El combustible habría aflorado y se hizo perceptible en noviembre de 2002, lo que ha motivado desde ese entonces la realización por parte de YPF de tareas de remediación en la zona afectada, bajo la supervisión de la autoridad ambiental de la Provincia de Buenos Aires. El Estado Nacional negó ser responsable de mantener indemne a YPF en este caso, por lo que se lo ha demandado para obtener una decisión judicial declarando la nulidad de dicha decisión, la cual aún está pendiente de resolución.

Adicionalmente a lo previamente mencionado, YPF fue notificada de una demanda ambiental similar realizada por vecinos de la misma localidad, en concepto de daños y perjuicios. Dicha demanda ha sido oportunamente contestada. Actualmente, el expediente se encuentra en etapa de prueba.

Considerando la información disponible a la fecha, el tiempo estimado que resta hasta la finalización de los procesos y los resultados de las evidencias adicionales que se presenten en la continuación de los litigios, la Sociedad ha provisionado su mejor estimación respecto a los valores objeto de los reclamos.

- **Otros reclamos ambientales**

Adicionalmente a lo previamente mencionado, el Grupo tiene otros reclamos judiciales activos en su contra basados en argumentos similares. Asimismo, se han iniciado reclamos no judiciales contra YPF basados en argumentos similares. En todos estos casos, considerando la información disponible a la fecha, el tiempo estimado que resta hasta la finalización del proceso, y los resultados de las evidencias adicionales que se presenten en la continuación de los litigios, el Grupo ha provisionado su mejor estimación respecto a los valores objeto de los reclamos.

14.a.5) Reclamos fiscales

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015**

**14. PROVISIONES (Cont.)****14.a.6) Otros juicios pendientes**

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

14.b) Provisión para gastos de medio ambiente y obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos

En base al programa de remediación actual del Grupo, se han provisionado las obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente.

15. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

El cálculo del cargo devengado contablemente por el impuesto a las ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es el siguiente:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Impuesto a las ganancias corriente	(605)	(734)	517
Impuesto diferido	4.574	2.159	(25.154)
	<u>3.969</u>	<u>1.425</u>	<u>(24.637)</u>

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 y el que resultaría de aplicar la tasa impositiva vigente sobre el resultado neto antes de impuesto a las ganancias que surge de los estados de resultados integrales consolidados de cada ejercicio, es la siguiente:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	8.703	(29.804)	29.063
Tasa impositiva vigente.....	35%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada al resultado neto antes de impuesto a las ganancias	(3.046)	10.431	(10.172)
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo y activos intangibles en su moneda funcional.....	(18.185)	(19.543)	(31.200)
Diferencias de cambio.....	12.318	12.237	19.164
Efecto de la valuación de inventarios en su moneda funcional.....	(1.558)	(1.819)	(2.412)
Resultado de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos.....	500	206	111
Efecto por cambio de tasa impositiva ⁽¹⁾	13.892	-	-
Diversos.....	48	(87)	(128)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias.....	<u>3.969</u>	<u>1.425</u>	<u>(24.637)</u>

(1) Contempla el recupero de impuesto diferido por la reducción de alícuota de impuesto a las ganancias. Ver Notas 2.b.15 y 30.I.

(2) Incluye 301 de quebrantos reconocidos originados durante ejercicios anteriores.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 es la siguiente:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Activos impositivos diferidos			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	1.861	3.607	3.093
Quebrantos.....	6.484	3.837	3.236
Diversos.....	99	82	83
Total activo impositivo diferido	<u>8.444</u>	<u>7.526</u>	<u>6.412</u>
Pasivos impositivos diferidos			
Propiedades, planta y equipo.....	(43.931)	(45.579)	(45.393)
Diversos.....	(1.570)	(3.848)	(4.877)
Total pasivo impositivo diferido	<u>(45.501)</u>	<u>(49.427)</u>	<u>(50.270)</u>
Total impuesto diferido, neto.....	<u>(37.057)</u>	<u>(41.901)</u>	<u>(43.858)</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015**

**15. IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)**

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, el Grupo estimó la existencia de un quebranto de 8.776. Los activos por impuesto diferido reconocen los quebrantos impositivos en la medida en que su compensación a través de ganancias impositivas futuras sea probable. Los quebrantos impositivos en Argentina prescriben dentro de los 5 años.

A efectos de utilizar por completo el activo por impuesto diferido, el Grupo necesitará generar ganancias impositivas futuras. Con base en el nivel de ganancias históricas impositivas y las proyecciones futuras en los ejercicios en que los activos por impuesto diferido son deducibles, la Dirección de la Sociedad estima que al 31 de diciembre de 2017 es probable que realice todos los activos por impuesto diferido registrados.

Al 31 de diciembre de 2017, los quebrantos impositivos del Grupo a la tasa esperada de recupero son los siguientes:

<u>Fecha de generación</u>	<u>Fecha de vencimiento</u>	<u>Jurisdicción</u>	<u>Monto</u>
2013	2018	Argentina	65
2014	2019	Argentina	306
2015	2020	Argentina	2.698
2016	2021	Argentina	782
2017	2022	Argentina	2.633
			<u>6.484</u>

No se han registrado los siguientes activos por impuestos diferidos dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo a NIIF:

- Al 31 de diciembre de 2017, no existen activos por impuestos diferidos no registrados significativos.
- Al 31 de diciembre de 2016, no se registraron 1.138, que correspondían a créditos fiscales por quebrantos acumulados de subsidiarias, de los cuales 1.090 tenían vencimiento a partir de 2017 y 48 tenían vencimiento indeterminado.
- Al 31 de diciembre de 2015, no se registraron 4.373, los cuales correspondían 2.041 a diferencias temporarias deducibles no utilizables y 2.332 a créditos fiscales por quebrantos acumulados de subsidiarias.

Al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 se han clasificado como activo por impuesto diferido 588, 564 y 954, respectivamente, y como pasivo por impuesto diferido 37.645, 42.465 y 44.812, respectivamente, que surge de las posiciones netas de impuesto diferido de cada una de las sociedades individuales que forman parte de estos estados financieros consolidados.

Al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 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 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015

16. PRÉSTAMOS

	Tasa de interés ⁽¹⁾	Vencimiento	2017		2016		2015	
			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
En pesos								
Obligaciones negociables	16,50% - 28,57%	2018-2024	29.640 ⁽⁷⁾	5.753 ⁽⁷⁾	29.194 ⁽⁷⁾	4.400 ⁽⁷⁾	19.280	2.050
Préstamos financieros ⁽³⁾	20,00% - 26,41%	2018-2020	728	2.794	2.416	1.459	1.224	792
Adelantos en cuenta corriente	29,50%	2018	-	10	-	4.037 ⁽⁵⁾	-	4.737 ⁽⁵⁾
			<u>30.368</u>	<u>8.557</u>	<u>31.610</u>	<u>9.896</u>	<u>20.504</u>	<u>7.579</u>
En monedas distintas del peso								
Obligaciones negociables ⁽²⁾⁽⁴⁾⁽⁶⁾ ...	3,50% - 10,00%	2018-2047	114.686	15.075	86.116	4.360	52.651	9.981
Prefinanciación de exportaciones	1,50% - 8,22%	2018-2019	383	6.521	1.908	6.491	1.039	3.680
Financiación de importaciones	1,60% - 3,26%	2018	-	4.595	-	2.439	-	4.736
Préstamos financieros ⁽⁶⁾	1,80% - 6,13%	2018-2021	6.290	4.588	7.934	3.591	3.740	1.841
			<u>121.359</u>	<u>30.779</u>	<u>95.958</u>	<u>16.881</u>	<u>57.430</u>	<u>20.238</u>
			<u>151.727</u>	<u>39.336</u>	<u>127.568</u>	<u>26.777</u>	<u>77.934</u>	<u>27.817</u>

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2017.

(2) Se exponen netas de 309, 672 y 1.349 de ON propias en cartera recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

(3) Incluye préstamos otorgados por el Banco Nación Argentina. Al 31 de diciembre de 2017, incluye 2.500 de los cuales 1.500 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 3,5 puntos y 1.000 devengan tasa fija de 20%. Al 31 de diciembre de 2016, incluye 2.105 de los cuales 105 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos y 2.000 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 3,5 puntos. Al 31 de diciembre de 2015, incluye 460 de los cuales 210 devengan tasa fija de 15% hasta diciembre de 2015 y luego tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos y 250 devengan tasa variable BADLAR más un margen de 4 puntos con un tope de la tasa activa de la cartera general del Banco Nación. Ver Nota 31.

(4) Incluye 1.528, 3.253 y 9.970 al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente, de valor nominal de ON que serán canceladas en pesos al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.

(5) Incluye 1.440 y 1.926 correspondientes a descubiertos otorgados por el Banco Nación Argentina al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente. Ver Nota 31.

(6) Incluye 492, 4.960 y 2.575 correspondientes a préstamos financieros y ON garantizados con flujos de fondos futuros al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

(7) Incluye 15.850 y 11.248 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente, de valor nominal de ON que serán canceladas en dólares al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.

A continuación se incluye la evolución de los préstamos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017	2016	2015
Saldo al inicio del ejercicio	154.345	105.751	49.305
Toma de préstamos	54.719	101.322	55.158
Pago de préstamos	(36.346)	(73.286)	(24.090)
Pago de intereses	(17.912)	(16.330)	(6.780)
Intereses devengados ⁽¹⁾	17.995	16.623	8.342
Diferencia de cambio y de conversión, neta	21.465	20.265	26.189
Reclasificaciones y otros movimientos	(3.203) ⁽²⁾	-	(2.373) ⁽³⁾
Saldo al cierre del ejercicio	<u>191.063</u>	<u>154.345</u>	<u>105.751</u>

(1) Incluye los costos financieros capitalizados, tal cual se menciona en la Nota 8.

(2) Incluye 3.130 de préstamos reclasificados al rubro "Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición". Ver Nota 3.

(3) Corresponde a la baja de préstamos por acuerdo "El Orejano". Ver Nota 29.b).

Con fecha 28 de abril de 2017, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria resolvió aprobar la prórroga del plazo de vigencia del Programa Global de Emisión de Títulos de Deuda de Mediano Plazo de la Sociedad por un plazo de 5 años.

El monto nominal máximo en circulación en cualquier momento del Programa es de US\$ 10.000 millones o su equivalente en otras monedas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. Tº 39 - Fº 944

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

FERNANDO G. DEL POZO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 254 - Fº 138

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015
16. PRÉSTAMOS (Cont.)

Se indican a continuación las principales características de las ON emitidas:

Mes	Año	Valor nominal	Ref.	Clase	Tasa de interés ⁽³⁾	Vencimiento	2017		2016		2015		
							No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	
YPF													
-	1998	US\$ 15	(1) (6)	-	Fija	10,00%	2028	276	5	63	4	49	3
Octubre y diciembre	2012	US\$ 552	(2) (4) (5) (6) (7)	Clase X	-	-	-	-	-	-	-	-	7.258
Noviembre y diciembre	2012	\$ 2.110	(2) (4) (6) (7)	Clase XI	-	-	-	-	-	260	1.055	1.129	
Diciembre y marzo	2012/3	\$ 2.828	(2) (4) (6) (7)	Clase XIII	BADLAR más 4,75%	26,77%	2018	-	1.427	1.414	1.439	2.828	25
Abril	2013	\$ 2.250	(2) (4) (6) (7)	Clase XVII	BADLAR más 2,25%	24,82%	2020	2.250	96	2.250	101	2.250	91
Abril	2013	US\$ 89	(2) (5) (6)	Clase XIX	-	-	-	-	-	1.413	1.156	3	
Junio	2013	\$ 1.265	(2) (4) (6)	Clase XX	BADLAR más 2,25%	24,20%	2020	1.265	12	1.265	12	1.265	12
Julio	2013	US\$ 92	(2) (5) (6)	Clase XXII	Fija	3,50%	2020	451	230	576	197	630	162
Octubre	2013	US\$ 150	(2) (6)	Clase XXIV	Libor más 7,50%	8,92%	2018	-	498	419	570	802	471
Diciembre, abril, febrero y diciembre	2013/4/5	US\$ 862	(2) (6)	Clase XXVI	Fija	8,88%	2018	-	8.422	13.410	40	11.057	33
Abril, febrero y octubre	2014/5/6	US\$ 1.522	(2) (4) (6)	Clase XXVIII	Fija	8,75%	2024	28.311	599	24.111	509	17.212	364
Marzo	2014	\$ 500	(2) (6) (7)	Clase XXIX	BADLAR	21,74%	2020	350	158	500	8	500	7
Junio	2014	\$ 465	(2) (6)	Clase XXXII	-	-	-	-	-	-	-	-	157
Junio	2014	US\$ 66	(2) (5) (6)	Clase XXXIII	-	-	-	-	-	-	350	287	574
Septiembre	2014	\$ 1.000	(2) (6) (7)	Clase XXXIV	BADLAR más 0,1%	20,08%	2024	1.000	54	1.000	76	1.000	56
Septiembre	2014	\$ 750	(2) (4) (6)	Clase XXXV	BADLAR más 3,5%	23,48%	2019	500	298	750	64	750	49
Febrero	2015	\$ 950	(2) (6) (7)	Clase XXXVI	BADLAR más 4,74%	24,47%	2020	950	92	950	126	950	95
Febrero	2015	\$ 250	(2) (6)	Clase XXXVII	-	-	-	-	-	-	260	250	9
Abril	2015	\$ 935	(2) (4) (6)	Clase XXXVIII	BADLAR más 4,75%	24,89%	2020	626	362	935	69	935	55
Abril	2015	US\$ 1.500	(2) (6)	Clase XXXIX	Fija	8,50%	2025	27.731	1.002	23.617	853	19.369	1.111
Julio	2015	\$ 500	(2) (6)	Clase XL	-	-	-	-	-	-	529	500	26
Septiembre	2015	\$ 1.900	(2) (6) (7)	Clase XLI	BADLAR	19,98%	2020	1.267	736	1.900	145	1.900	112
Septiembre y diciembre	2015	\$ 1.697	(2) (4) (6)	Clase XLII	BADLAR más 4%	23,98%	2020	1.697	110	1.697	148	1.697	119
Octubre	2015	\$ 2.000	(2) (6) (7)	Clase XLIII	BADLAR	20,30%	2023	2.000	80	2.000	106	2.000	83
Diciembre	2015	\$ 1.400	(2) (6)	Clase XLIV	BADLAR más 4,75%	26,53%	2018	-	1.422	1.400	23	1.400	25
Marzo	2016	\$ 150	(2) (6)	Clase XLV	-	-	-	-	-	-	153	-	-
Marzo	2016	\$ 1.350	(2) (4) (6)	Clase XLVI	BADLAR más 6%	25,83%	2021	1.350	114	1.350	152	-	-
Marzo	2016	US\$ 1.000	(2) (6)	Clase XLVII	Fija	8,50%	2021	18.599	430	15.840	367	-	-
Abril	2016	US\$ 46	(2) (5) (6)	Clase XLVIII	Fija	8,25%	2020	852	14	726	12	-	-
Abril	2016	\$ 535	(2) (6)	Clase XLIX	BADLAR más 6%	28,57%	2020	535	31	535	33	-	-
Julio	2016	\$ 11.248	(2) (6) (8)	Clase L	BADLAR más 4%	25,46%	2020	11.248	651	11.248	696	-	-
Septiembre	2016	CHF 300	(2)	Clase LI	Fija	3,75%	2019	5.731	54	4.673	45	-	-
Mayo	2017	\$ 4.602	(2) (6) (8)	Clase LII	Fija	16,50%	2022	4.602	110	-	-	-	-
Julio y diciembre	2017	US\$ 1.000	(2)	Clase LIII	Fija	6,95%	2027	18.889	445	-	-	-	-
Diciembre	2017	US\$ 750	(2)	Clase LIV	Fija	7,00%	2047	13.846	44	-	-	-	-
Metrogas													
Enero	2013	US\$ 177		Serie A-L	Fija	8,88%	2018	-	3.076	2.461	-	1.906	2
Enero	2013	US\$ 18		Serie A-U	Fija	8,88%	2018	-	256	220	-	183	-
								144.326	20.828	115.310	8.760	71.931	12.031

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

(2) Corresponde al Programa Global 2008 por el monto de US\$ 10.000 millones.

(3) Tasa de interés vigente al 31 de diciembre de 2017.

(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 financieros consolidados, el Grupo ha dado cumplimiento total al destino de los fondos detallados en los suplementos de precios correspondientes.

(7) ON calificada como inversión productiva computable para el punto 35.8.1, Inciso K del Reglamento General de la Actividad Aseguradora de la Superintendencia de Seguros de la Nación.

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

 Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

 Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

 RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



17. OTROS PASIVOS

	2017		2016		2015	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Pasivos por reclamos contractuales ⁽¹⁾	90	2.008	-	950	-	-
Extensión de concesiones.....	179	342	336	508	340	412
Acuerdos con las Entidades de Maxus ⁽²⁾ ...	-	-	-	2.932	-	-
Inversión en asociadas y negocios conjuntos con patrimonio negativo ⁽³⁾	-	-	-	-	-	1
Diversos.....	8	33	-	-	-	-
	<u>277</u>	<u>2.383</u>	<u>336</u>	<u>4.390</u>	<u>340</u>	<u>413</u>

(1) Ver Nota 14.

(2) Ver Nota 27.

(3) Ver Nota 9.

18. CUENTAS POR PAGAR

	2017		2016		2015	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	168	44.655	2.145 ⁽²⁾	40.667 ⁽²⁾	204	38.704
Anticipos de clientes.....	1.470	1.325	-	-	-	-
Depósitos en garantía.....	17	441	13	482	8	467
Deudas con socios de UT y Consorcios.....	-	122	-	9	-	78
Diversos.....	-	828	29	437	73	317
	<u>1.655</u>	<u>47.371</u>	<u>2.187</u>	<u>41.595</u>	<u>285</u>	<u>39.566</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 31.

(2) Incluye la deuda con Petrobras Energía Argentina S.A. Ver Nota 3.

19. INGRESOS

	2017	2016	2015
Ventas ⁽¹⁾	261.072	216.644	159.387
Incentivos a la producción de crudo ⁽²⁾	-	-	1.988
Ingresos por contratos de construcción.....	710	778	455
Impuesto sobre los ingresos brutos.....	(8.969)	(7.322)	(5.694)
	<u>252.813</u>	<u>210.100</u>	<u>156.136</u>

(1) Incluye 12.840, 16.757 y 12.345 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente, vinculados a los ingresos derivados del Plan de incentivos para la inyección excedente creado por la Resolución N° 1/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Ver Nota 31.

(2) Ver Nota 31.

20. COSTOS

	2017	2016	2015
Inventarios al inicio del ejercicio.....	21.820	19.258	13.001
Compras.....	66.075	48.760	33.886
Costos de producción ⁽¹⁾	147.423	127.075	85.550
Diferencia de conversión.....	3.877	4.031	6.358
Reclasificaciones y otros movimientos.....	(92)	-	-
Inventarios al cierre del ejercicio.....	(27.291)	(21.820)	(19.258)
	<u>211.812</u>	<u>177.304</u>	<u>119.537</u>

(1) Ver Nota 21.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944FERNANDO G. DEL POZO
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 254 - F° 138

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



21. GASTOS POR NATURALEZA

El Grupo presenta el estado de resultados integrales clasificando los gastos según su función como parte de las líneas "Costos", "Gastos de administración", "Gastos de comercialización" y "Gastos de exploración". A continuación se brinda la información adicional a revelar requerida sobre la naturaleza de los gastos y su relación con la función dentro del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017				Total
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	
Sueldos y cargas sociales.....	12.548	3.537	1.988	330	18.403
Honorarios y retribuciones por servicios	1.159	2.118 ⁽²⁾	544	18	3.839
Otros gastos de personal	3.493	374	194	49	4.110
Impuestos, tasas y contribuciones	2.215	255	4.172 ⁽¹⁾	-	6.642
Regalías, servidumbres y cánones	17.630	-	31	31	17.692
Seguros	840	49	85	-	974
Alquileres de inmuebles y equipos.....	5.710	15	518	-	6.243
Gastos de estudio	-	-	-	214	214
Depreciación de propiedades, planta y equipo	51.607	771	1.134	-	53.512
Amortización de activos intangibles	688	125	25	-	838
Materiales y útiles de consumo	5.813	35	83	25	5.956
Contrataciones de obra y otros servicios	12.033	268	905	243	13.449
Conservación, reparación y mantenimiento.....	20.204	382	458	82	21.126
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	1.400	1.400
Transporte, productos y cargas.....	8.724	17	5.961	-	14.702
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	28	-	28
Gastos de publicidad y propaganda	-	545	609	-	1.154
Combustibles, gas, energía y otros.....	4.759	245	1.219	64	6.287
	<u>147.423</u>	<u>8.736</u>	<u>17.954</u>	<u>2.456</u>	<u>176.569</u>

(1) Incluye aproximadamente 1.612 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 48,8 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 28 de abril de 2017 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2016 por 127 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2017 la suma de aproximadamente 48,3.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales consolidado correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 449.

	2016				Total
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	
Sueldos y cargas sociales.....	10.228	2.642	1.615	288	14.773
Honorarios y retribuciones por servicios	1.037	1.686 ⁽²⁾	436	53	3.212
Otros gastos de personal	2.773	347	140	39	3.299
Impuestos, tasas y contribuciones	1.861	382	3.399 ⁽¹⁾	-	5.642
Regalías, servidumbres y cánones	17.114	-	25	39	17.178
Seguros	1.037	41	89	-	1.167
Alquileres de inmuebles y equipos.....	5.097	32	505	2	5.636
Gastos de estudio	-	-	-	501	501
Depreciación de propiedades, planta y equipo	43.077	714	961	-	44.752
Amortización de activos intangibles	499	186	32	-	717
Materiales y útiles de consumo	5.732	33	76	18	5.859
Contrataciones de obra y otros servicios	10.494	242	713	125	11.574
Conservación, reparación y mantenimiento.....	16.710	343	338	32	17.423
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	2.050	2.050
Transporte, productos y cargas.....	6.952	9	4.964	-	11.925
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	169	-	169
Gastos de publicidad y propaganda	-	344	855	-	1.199
Combustibles, gas, energía y otros.....	4.464	125	895	8	5.492
	<u>127.075</u>	<u>7.126</u>	<u>15.212</u>	<u>3.155</u>	<u>152.568</u>

(1) Incluye aproximadamente 1.317 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 126 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 29 de abril de 2016 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2015 por 140 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2016 la suma de aproximadamente 127.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales consolidado correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 400.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



21. GASTOS POR NATURALEZA (Cont.)

	2015				Total
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	
Sueldos y cargas sociales.....	7.566	2.065	1.207	224	11.062
Honorarios y retribuciones por servicios	775	1.378 ⁽²⁾	280	24	2.457
Otros gastos de personal	2.303	277	121	42	2.743
Impuestos, tasas y contribuciones	1.144	259	2.885 ⁽¹⁾	-	4.288
Regalías, servidumbres y cánones	11.932	-	17	28	11.977
Seguros	831	38	56	-	925
Alquileres de inmuebles y equipos.....	3.360	33	394	2	3.789
Gastos de estudio	-	-	-	504	504
Depreciación de propiedades, planta y equipo	25.706	382	597	-	26.685
Amortización de activos intangibles	185	117	21	-	323
Materiales y útiles de consumo	3.801	27	88	5	3.921
Contrataciones de obra y otros servicios	6.261	237	546	-	7.044
Conservación, reparación y mantenimiento.....	14.231	248	322	24	14.825
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	1.425	1.425
Transporte, productos y cargas.....	4.796	25	3.756	-	8.577
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	(99)	-	(99)
Gastos de publicidad y propaganda	-	395	292	-	687
Combustibles, gas, energía y otros.....	2.659	105	616	195	3.575
	<u>85.550</u>	<u>5.586</u>	<u>11.099</u>	<u>2.473</u>	<u>104.708</u>

(1) Incluye aproximadamente 1.220 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 140 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 30 de abril de 2015 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2014 por 123 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2015 la suma de aproximadamente 146.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales consolidado correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 270.

22. OTROS RESULTADOS OPERATIVOS, NETOS

	2017	2016	2015
Juicios.....	(1.240)	(1.253)	(1.188)
Incentivo para la construcción ⁽¹⁾	188	422	621
Seguros	206	-	371
Resultado por desconsolidación de subsidiarias ⁽²⁾	-	1.528	-
Ingresos por acuerdos con socios por extensión de concesiones	-	1.407	-
Asistencia económica transitoria ⁽³⁾	-	759	711
Diversos.....	32	531	1.167
	<u>(814)</u>	<u>3.394</u>	<u>1.682</u>

(1) Corresponde al incentivo para los fabricantes nacionales de bienes de capital recibido por AESA. Ver Nota 31.

(2) Ver Nota 27.b).

(3) Corresponde a la asistencia económica transitoria recibida por Metrogas. Ver Nota 31.

23. RESULTADOS FINANCIEROS, NETOS

	2017	2016	2015
Ingresos financieros			
Intereses ganados.....	1.598	1.472	1.638
Diferencias de cambio	16.025	15.287	25.625
Total ingresos financieros	17.623	16.759	27.263
Costos financieros			
Intereses perdidos.....	(18.385)	(18.109)	(8.618)
Diferencias de cambio	(7.075)	(3.676)	(5.411)
Actualizaciones financieras.....	(3.169)	(3.159)	(1.987)
Total costos financieros	(28.629)	(24.944)	(16.016)
Otros resultados financieros			
Resultados por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	2.208	1.826	446
Resultados por instrumentos financieros derivados	-	213	464
Total otros resultados financieros	2.208	2.039	910
Total resultados financieros, netos	(8.798)	(6.146)	12.157

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015**

**24. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS**

El Grupo participa en UT y Consorcios que otorgan al Grupo un porcentaje contractualmente establecido sobre los derechos de los activos y sobre las obligaciones que emergen del contrato. La participación en dichas UT y Consorcios ha sido consolidada línea por línea, en función de la mencionada participación sobre los activos, pasivos, ingresos y gastos relacionados con cada contrato. Para la determinación de la participación de dichas UT y Consorcios se han utilizado los últimos estados financieros disponibles al cierre de cada ejercicio, considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible.

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

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 de las UT y Consorcios en las que participa el Grupo se detallan a continuación:

	2017	2016	2015
Activo no corriente ⁽¹⁾	66.887	63.145	47.322
Activo corriente.....	2.417	2.602	944
Total del activo	69.304	65.747	48.266
Pasivo no corriente.....	5.876	5.946	4.593
Pasivo corriente.....	5.524	6.293	6.391
Total del pasivo	11.400	12.239	10.984
	2017	2016	2015
Costos de producción.....	24.471	21.624	12.959
Gastos de exploración.....	767	849	395

(1) No incluyen cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo ya que los mismos son registrados por los socios participantes de las UT.

Al 31 de diciembre de 2017, las principales UT y Consorcios de exploración y producción en los que el Grupo participa son las siguientes:

<u>Nombre</u>	<u>Ubicación</u>	<u>Participación</u>	<u>Operador</u>
Acambuco	Salta	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana.....	Neuquén	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe.....	Salta	53,00%	Tecpetrol S.A.
CAM-2/A SUR.....	Tierra del Fuego	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central / Cañadón Perdido	Chubut	50,00%	YPF
Consorcio CNQ 7/A	La Pampa y Mendoza	50,00%	Pluspetrol Energy S.A.
El Tordillo	Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.
La Tapera y Puesto Quiroga.....	Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.
Lindero Atravesado	Neuquén	37,50%	Pan American Energy LLC
Llancanelo.....	Mendoza	61,00%	YPF
Magallanes.....	Santa Cruz, Tierra del Fuego y Plataforma Continental Nacional	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Loma Campana	Neuquén y Mendoza	50,00%	YPF
Ramos.....	Salta	42,00%	Pluspetrol Energy S.A.
Rincón del Mangrullo	Neuquén	50,00%	YPF
San Roque	Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.
Yacimiento La Ventana – Río Tunuyán.....	Mendoza	70,00%	YPF
Zampal Oeste	Mendoza	70,00%	YPF
Narambuena	Neuquén	50,00%	YPF
La Amarga Chica	Neuquén	50,00%	YPF
El Orejano	Neuquén	50,00%	YPF
Bajo del Toro.....	Neuquén	52,00%	YPF
Bandurria Sur.....	Neuquén	51,00%	YPF

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015**

**25. PATRIMONIO**

Al 31 de diciembre del 2017, la Sociedad posee un capital suscrito de 3.924 y acciones propias en cartera de 9, representados 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 1 voto por acción que se encuentra totalmente suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública.

Al 31 de diciembre de 2017, 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. tenía una participación directa e indirecta de aproximadamente 57,43%, mientras que Petersen Energía S.A.U. y sus sociedades afiliadas ejercían influencia significativa mediante una tenencia del 25,46% del capital de la Sociedad.

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

Con fecha 28 de abril de 2017, se celebró la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, la cual aprobó los estados financieros de YPF correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 y, adicionalmente, aprobó lo siguiente en relación con el destino de las utilidades: a) desafectar íntegramente la reserva especial de ajuste inicial por implementación de las NIIF en razón de los dispuesto por el artículo 10 Capítulo III Título IV de las Normas CNV (T.O. 2013), la reserva para futuros dividendos, la reserva para compra de acciones propias y la reserva para inversiones; b) absorber íntegramente las pérdidas acumuladas en Resultados no asignados hasta 28.231 contra los importes correspondientes a las reservas desafectadas por hasta dicho monto; y c) el remanente de las reservas desafectadas destinarlo del siguiente modo: (i) la suma de 100 a constituir una Reserva para compra de acciones propias, al efecto de otorgar al Directorio la posibilidad de adquirir acciones propias en el momento que considere oportuno, y dar cumplimiento, durante la ejecución de los planes, a los compromisos generados y a generarse por el mismo en el futuro, y (ii) la suma de 716 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 8 de junio de 2017, el Directorio de la Sociedad decidió el pago de un dividendo de 1,82 por acción por la suma de 716 el cual fue dejado sin efecto por el Directorio en su reunión del 9 de julio de 2017. Posteriormente, con fecha 14 de diciembre de 2017, el Directorio de la Sociedad decidió el pago del mencionado dividendo, el cual fue puesto a disposición de los accionistas el 27 de diciembre de 2017.

26. RESULTADO NETO POR ACCIÓN

El siguiente cuadro refleja los resultados y el número de acciones que se han utilizado para el cálculo del resultado neto básico y diluido por acción:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Resultado neto	12.340	(28.237)	4.579
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.625.259	391.497.615	392.101.191
Resultado neto básico y diluido por acción	31,43	(72,13)	11,68

El resultado neto básico y diluido por acción se calcula como se indica en la Nota 2.b.13.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS

27.a) Aspectos legales

27.a.1) Introducción

Las leyes y reglamentaciones relacionadas con la calidad de la salud y el medio ambiente en los Estados Unidos de América afectan a la mayoría de las operaciones de: (a) Maxus Energy Corporation ("Maxus") y sus subsidiarias Maxus International Energy Company, Maxus (US) Exploration Company y Gateway Coal Company; y (b) Tierra Solutions, Inc ("TS") (todas ellas en adelante las "Entidades de Maxus" o los "Deudores"). Estas leyes y reglamentaciones establecen varias normas que rigen ciertos aspectos de la salud y la calidad del medio ambiente, establecen penalidades y otras responsabilidades por la violación de tales normas y establecen en ciertas circunstancias obligaciones de remediación. Sin embargo, todos los procesos de recupero de sumas de dinero a cargo de los Deudores se suspenden a partir de la presentación voluntaria en el proceso de reorganización bajo el Capítulo 11 ("Capítulo 11") de la Ley de Quiebras de los Estados Unidos de América ("Ley de Quiebras").

Maxus y TS, sociedades que tendrían ciertas obligaciones potenciales relacionadas con antiguas operaciones de una ex subsidiaria de Maxus en el marco de la normativa señalada en el párrafo anterior; son sociedades que desde el punto de vista corporativo poseían como único accionista a YPF Holdings. Esta circunstancia, sin embargo, debe analizarse en el contexto de las limitaciones indicadas a continuación.

27.a.2) Proceso de Reorganización bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras de Estados Unidos (en adelante "el Capítulo 11")

Con fecha 17 de junio de 2016, los Deudores, subsidiarias de YPF Holdings, realizaron una presentación voluntaria ante el Tribunal de Quiebras del Distrito de Delaware (en adelante, el "Tribunal de Quiebras") bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras. En este marco, los Deudores llegaron a un acuerdo (el "Acuerdo") con YPF, junto con sus subsidiarias YPF Holdings, CLH Holdings Inc., YPF International e YPF Services USA Corp (conjuntamente, las "Entidades de YPF") para resolver todos los eventuales reclamos de los Deudores contra las Entidades de YPF, incluyendo cualquier reclamo de alter ego, reclamo que las Entidades de YPF entienden carece de fundamentos.

El Acuerdo preveía: i) la concesión de un préstamo por parte de YPF Holdings por la suma de US\$ 63,1 millones ("DIP Loan") destinado a financiar las actividades de los Deudores durante un proceso de reestructuración/quiebra de un año de duración, y ii) un pago de US\$ 130 millones a las Entidades de Maxus ("Settlement Payment") por todos los potenciales reclamos que los Deudores podrían tener contra las Entidades de YPF.

La primera audiencia correspondiente a la presentación bajo el Capítulo 11 (la "Presentación") tuvo lugar el 20 de junio de 2016, momento en el cual el Tribunal de Quiebras aprobó, entre otras cosas, las mociones de los Deudores para continuar como "Deudores en Posesión" continuando las operaciones del día a día, incluyendo el uso por parte de los Deudores del sistema de manejo de fondos, administración, pago de sueldos y beneficios a empleados retirados.

El 29 de diciembre de 2016, los Deudores presentaron ante el Tribunal de Quiebras un plan con una propuesta de liquidación (el "Plan") bajo el Capítulo 11, y un informe revelando información de los Deudores (Disclosure Statement). El Plan giraba al rededor del eventual pago de US\$ 130 millones bajo el Acuerdo. El Plan, en su versión presentada ante la Corte, establecía que si el Acuerdo era aprobado, algunos montos de los US\$ 130 millones serían depositados a: (i) un fideicomiso de liquidación para distribuir entre los distintos acreedores; y (ii) un fideicomiso de respuesta ambiental para uso en tareas de remediación. Asimismo, si el Plan fuese aprobado, el Acuerdo con los Deudores también sería aprobado y todos los reclamos contra las Entidades de YPF, incluidas las alegaciones sobre alter ego o corrimiento de velo societario, quedarían dentro del Acuerdo y serían desestimadas a cambio del pago de los US\$ 130 millones comprometidos.

El Plan, sin embargo, establecía ciertas actividades contingentes en el caso de que el Tribunal de Quiebras no aprobase el Acuerdo. En ese escenario, el reclamo de los Deudores contra las Entidades de YPF, incluyendo los reclamos por alter ego o corrimiento de velo societario, se transferían a un fideicomiso de liquidación, que seguramente continuaría con esos reclamos en beneficio de los acreedores.

Sujeta a ciertas excepciones bajo la Ley de Quiebras, en forma efectiva al momento de la Presentación del proceso del Capítulo 11 ante el Tribunal de Quiebras, la mayoría de las decisiones, así como las cuestiones relacionadas a los reclamos de los acreedores y acciones para el cobro de sus acreencias previas a la fecha de la Presentación se suspenden de manera automática (entre otras las correspondientes a los reclamos contra las Entidades de Maxus en la corte local de New Jersey relacionados con el litigio del Río Passaic, que se explican en el punto a.4.i) de la presente Nota).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

El 28 de marzo de 2017, las Entidades de Maxus y el Comité de Acreedores presentaron un plan alternativo de reestructuración (el "Plan Alternativo") que no incluye el Acuerdo con las Entidades de YPF.

Según el Plan Alternativo, un fideicomiso de liquidación (Liquidating Trust) podrá presentar reclamos de alter ego y cualquier otro reclamo que pertenece a la masa concursal contra la Sociedad y las Entidades de YPF. El fideicomiso de liquidación sería financiado por Occidental Chemical Corporation en su carácter de acreedor de las Entidades de Maxus. Como YPF no aprobó dicho Plan Alternativo y el Plan Alternativo no contemplaba la implementación de los Acuerdos presentados originalmente, el 10 de abril de 2017 YPF Holdings, Inc. envió una nota comunicando que esta situación configuraba un evento de incumplimiento (event of default) bajo el préstamo concedido en el marco del Acuerdo con YPF y las Entidades de YPF (el "DIP Loan"). Mediante la aprobación del financiamiento ofrecido por Occidental ("Pospetition DIP Facility") en el marco del Plan Alternativo, el Juez ordenó el repago de los montos exigibles (aproximadamente US\$ 12,2 millones) bajo los términos del DIP Loan, los cuales fueron posteriormente recibidos.

Con fecha 22 de mayo de 2017 el Tribunal de Quiebras del distrito de Delaware emitió una orden confirmando el Plan Alternativo presentado por el Comité de Acreedores y las Entidades de Maxus, La fecha efectiva del Plan Alternativo fue el 14 de julio de 2017 conforme se cumplieron las condiciones expuestas en el artículo XII.B del Plan Alternativo. Con fecha 14 de julio de 2017 también se creó un fideicomiso de liquidación (Liquidating Trust). El fideicomiso de liquidación le indicó al Tribunal de Quiebras que tiene la intención de entablar reclamos en el 2018.

Considerando los eventos precedentes y que los acuerdos presentados originalmente no han sido aprobados por el Juez, la Dirección de la Sociedad, en consulta con sus asesores legales, ha reevaluado los importes contabilizados considerando las incertidumbres existentes.

27.a.3) Antecedentes de Maxus y TS

En relación con la venta de una ex subsidiaria de Maxus, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals") a Occidental Petroleum Corporation ("Occidental") en 1986, Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental por ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio o las actividades de Chemicals, anteriores al 4 de septiembre de 1986 (la "fecha de venta") incluyendo responsabilidades ambientales relacionadas con plantas químicas y vertederos de residuos utilizados por Chemicals antes de la fecha de venta. La indemnidad y otras responsabilidades que se describen en el punto 27.a.4) determinaron que Maxus, TS y otras sociedades vinculadas con ellas presenten el proceso de reorganización bajo la Ley de Quiebras mencionado anteriormente.

27.a.4) Asuntos a cargo de Maxus y TS

Se detallan a continuación las presuntas responsabilidades a cargo de los Deudores en su Presentación del proceso de reorganización, actualizadas hasta dicho momento, fecha en la cual YPF Holdings ha dejado de tener el control sobre las actividades relevantes de los Deudores (ver el punto b) de la presente Nota).

27.a.4.i) Asuntos Administrativos Ambientales relativos a las 8 millas inferiores del "Río Passaic"

- **Newark, New Jersey**

Un acuerdo homologado, previamente acordado por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América ("EPA"), el Departamento de Protección Ambiental y Energía de New Jersey ("DEP") y Occidental, como sucesora de Chemicals, fue emitido en 1990 por el Tribunal del Distrito de New Jersey de los Estados Unidos de América. Dicho acuerdo requiere la implementación de un plan de remediación en la antigua planta de agroquímicos de Chemicals en Newark, New Jersey.

- **Río Passaic, New Jersey**

Maxus, cumpliendo con la obligación contractual de actuar en nombre de Occidental, negoció un acuerdo con la EPA (el "AOC 1994") conforme al cual TS ha realizado pruebas y estudios cerca del emplazamiento de la planta de Newark, adyacente al Río Passaic.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

En 2003, el DEP emitió la Directiva N° 1, la cual 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, incluyendo Maxus y Occidental, son conjuntamente responsables por los daños a los recursos naturales mencionados, sin admitir prueba en contrario. La Directiva N° 1 solicitaba compensación para la restauración, identificación y cuantificación del daño y determinación del valor del mismo. Maxus y TS respondieron a la Directiva N° 1, presentando ciertas defensas. No se logró llegar a un acuerdo, a pesar de que se mantuvieron negociaciones entre las entidades mencionadas y el DEP, la cual asumió la jurisdicción.

En 2004, la EPA y Occidental firmaron una Orden Administrativa de Consentimiento (la "AOC 2004"), mediante la cual TS (en representación de Occidental) acordó realizar estudios y pruebas para identificar el sedimento y la flora y fauna contaminada y evaluar alternativas de remediación en la Bahía de Newark y parte de los ríos Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull. La propuesta de plan de trabajo inicial fue completada de manera sustancial. La discusión con la EPA para determinar si corresponden realizar trabajos adicionales no se encontraría resuelta. La EPA emitió cartas de notificación general a otras compañías en relación con la contaminación de la Bahía de Newark y los trabajos que fueron efectuados por TS en el marco de la AOC 2004.

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 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.

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 discutieron la posibilidad de llevar a cabo trabajos adicionales de remediación con la EPA. Las compañías que aceptaron 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 fue coordinado en un esfuerzo cooperativo federal, estatal, local y del sector privado llamado Proyecto de Restauración de los tramos inferiores del Río Passaic ("PRRP").

La EPA en sus conclusiones respecto del AOC 2007 indicó que las descargas del emisario subacuático son una fuente activa de sustancias peligrosas en los tramos inferiores del Río Passaic bajo estudio. 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 establece la implementación de estudios del emisario subacuático en el Río Passaic, y confirma que no quedan obligaciones pendientes bajo el AOC 1994. En el último semestre de 2014, TS presentó ante la EPA su informe (así completando la fase 1). TS estimaba al 31 de diciembre de 2015 que el costo total de implementar el CSO AOC es de aproximadamente US\$ 5 millones, y que tomará aproximadamente 2 años en ser terminado una vez que EPA autorice la fase 2 (el plan de trabajo).

El 29 de mayo de 2012, Occidental, Maxus y TS se retiraron del PGC bajo protesta y reservando todos sus derechos. Sin embargo, Occidental continúa siendo una parte firmante del AOC 2007 y su retiro del PGC no ha cambiado sus obligaciones bajo el AOC 2007.

Adicionalmente a lo anterior, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

- **Estudio de Factibilidad para la remediación ambiental de las 8,3 millas inferiores el Río Passaic – Record of Decision (“ROD”)**

En junio de 2007, la EPA dio a conocer el borrador del estudio de factibilidad (el “FFS 2007”). El FFS 2007 resume diversas acciones alternativas de remediación en las aproximadamente 8,3 millas del tramo inferior del río Passaic. El 11 de abril de 2014 la EPA publicó un nuevo borrador de FFS (el “FFS 2014”). El FFS 2014 contiene las cuatro alternativas de remediación analizadas por la EPA, así como la estimación del costo de cada alternativa, las cuales consisten en: (i) ninguna acción; (ii) dragado profundo con relleno de 9,7 millones de yardas cúbicas; (iii) relleno y dragado de 4,3 millones de yardas cúbicas y la colocación de una tapa de ingeniería (una barrera física construida principalmente de arena y piedra); y (iv) dragado focalizado con relleno de 1 millón de yardas cúbicas. El 4 de marzo de 2016, la EPA emitió el ROD eligiendo la Alternativa 3 como remedio para remover los sedimentos contaminados. El costo estimado es de US\$ 1.382 millones (valor presente estimado a una tasa del 7%).

El ROD requiere la remoción de 3,5 millones de yardas cúbicas de sedimentos de las 8,3 millas inferiores del Río Passaic a través del dragado de orilla a orilla con un rango aproximado de entre 5 a 30 pies de profundidad en el canal de navegación federal desde la milla 0 a la milla 1,7; y aproximadamente 2,5 pies de profundidad en el resto de los lugares de las 8,3 millas inferiores del Río Passaic. Una cobertura de dos pies de espesor será instalada sobre las áreas dragadas. Los sedimentos contaminados que sean dragados serían transportados a locaciones fuera del estado. La EPA estima que todo el proyecto demandará aproximadamente 11 años, incluyendo un año para negociaciones entre las partes potencialmente responsables, tres a cuatro años para el diseño del proyecto y seis años para su implementación.

El 31 de marzo de 2016, la EPA notificó a más de cien partes potencialmente responsables, incluida Occidental, de las responsabilidades vinculadas con la zona de las 8,3 millas del Río Passaic correspondientes al ROD. En la misma nota, la EPA indicó que esperaba que Occidental (con quien Maxus tiene un litigio por indemnidad) liderara el diseño del plan de remediación y que enviaría una segunda carta con una propuesta de orden administrativa a tal efecto, la cual fue recibida por los abogados de Occidental, Maxus y TS el 26 de abril de 2016.

A la fecha de Presentación de los Deudores en el proceso voluntario de reorganización/quiebra bajo el Capítulo 11, Occidental junto con Maxus y TS se encontraban en conversaciones con la EPA para definir su posible participación en una eventual negociación a fin de intervenir en el diseño del plan de remediación propuesto por la EPA teniendo en cuenta que el ROD ha identificado más de cien partes potencialmente responsables y ocho contaminantes objeto de preocupación (“contaminants of concern”), muchos de los cuales no fueron producidos en el Sitio Lister. A dicha fecha, Maxus se encontraba evaluando la situación derivada de la emisión del ROD por parte de la EPA, así como sus posteriores cartas asociadas.

- **Acción de remoción próxima a Lister Avenue**

Durante el mes de junio de 2008, la EPA, Occidental y TS firmaron 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, y fue sustancialmente completada en el cuarto trimestre de 2012. La EPA inspeccionó el sitio durante enero de 2013 y TS recibió confirmación escrita de la finalización en marzo de 2013.

El plazo de cumplimiento de la segunda fase comenzó luego de acordados con la EPA ciertos aspectos vinculados al desarrollo de la misma. El Estudio de Factibilidad Focalizado (“FFS”) publicado el 11 de abril de 2014 establece que la Fase II de la acción de remoción se implementó de una manera consistente con el FFS. El 18 de septiembre de 2014 la EPA solicitó que Tierra Solutions, Inc. (“TS”) completara un muestreo adicional del área de la Fase II. El muestreo fue completado en el primer trimestre de 2015, y se preveía que TS presentaría los resultados validados ante la EPA durante el 2016.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

27.a.4.ii) Asuntos Administrativos Ambientales relativos a las 17 millas inferiores del “Río Passaic” – Estudio de Factibilidad

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

Sin perjuicio de lo mencionado en los puntos anteriores, para el tramo de 17 millas de la parte inferior del Río Passaic (el área prevista en la AOC 2007) se encontraba en ejecución un estudio denominado RI/FS cuya finalización se anticipaba para el año 2015, seguido a lo cual EPA elegiría una acción de remediación que se hará pública a fin de recibir comentarios

El CPG (“Partes del Grupo de Cooperación”) presentó el proyecto borrador de RI/FS en el primer semestre de 2015, el cual ofrece potenciales alternativas de remediación (que comprende las 8 millas inferiores del Río Passaic) de la EPA. La EPA puede, o no, tener en cuenta este informe.

27.a.4.iii) Otros Asuntos Administrativos Ambientales

Otros asuntos vinculados con la eventual responsabilidad de Maxus y TS incluyen las responsabilidades derivadas de: (a) una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, New Jersey; (b) el sitio denominado Standard Chlorine Chemical Company Superfund Site; (c) una planta de procesamiento de cromato ferroso en Painesville, Ohio; (d) determinadas remociones de contaminantes ubicadas en Greens Bayou; (e) el sitio denominado “Milwaukee Solvay Coke & Gas” ubicado en Milwaukee, Wisconsin; (f) los sitios denominados “Black Leaf Chemical Site”, Tuscaloosa Site, Malone Services Site, Central Chemical Company Superfund Site (Hagerstown, Maryland); (g) la acción de remediación en la denominada Milla 10.9.

27.a.5) Juicio por el Río Passaic

Con relación a la supuesta contaminación ocasionada por dioxina y otras sustancias peligrosas en el tramo inferior del río Passaic, Bahía de Newark y otros canales y lugares aledaños en diciembre de 2005, el DEP demandó a YPF Holdings, TS, Maxus y varias otras entidades, incluyendo a Occidental (el “Litigio con el DEP”). El DEP buscaba reparación por daños a recursos naturales, daños punitivos y otros temas.

Las partes demandadas presentaron las defensas correspondientes. En marzo de 2008, el Tribunal denegó los pedidos de desestimación presentados por Occidental, TS y Maxus. El DEP presentó su segunda ampliación de demanda en el mes de abril de 2008. YPF reclamó que los Tribunales de New Jersey no tenían jurisdicción sobre 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. La Corte rechazó el reclamo de jurisdicción de YPF en agosto de 2008 y, posteriormente, dicho rechazo fue confirmado por el Tribunal de Apelaciones.

Sin perjuicio de ello, la Corte rechazó el pedido de la demandante de prohibir que se citen a terceros, por lo que se procedió en febrero de 2009 a citar a aproximadamente 300 entidades, entre ellas compañías y organismos gubernamentales, dentro de los cuales se encontraban ciertos municipios, los que podrían tener responsabilidad con relación al objeto de la demanda. El DEP presentó su tercera ampliación de demanda en agosto de 2010, incorporando a Maxus International Energy Company y a YPF International como partes demandadas. Durante el transcurso del litigio, los terceros plantearon mociones para suspender el juicio respecto de ellos (“motions to sever and stay”) y mociones de desestimación (“motions to dismiss”). Las mociones fueron denegadas. Algunas de las entidades apelaron la decisión, pero estas apelaciones fueron denegadas en marzo de 2011.

En mayo de 2011, el juez a cargo emitió la Resolución N° XVII para la gestión del pleito (“Case Management Order N° XVII”), la cual incluía un plan para el desarrollo del juicio (“Trial Plan”). Este plan para el desarrollo del juicio divide el caso en dos etapas, cada una de las cuales se subdivide en sub-etapas (“Tracks” o “vía procesal”) que totalizan nueve y que serán sometidas a juicios individuales. En la primera etapa se determinaría la responsabilidad y en la segunda etapa la extensión de los daños. Respecto de las sub-etapas corresponde destacar: (a) las sub-etapas I a III (Tracks I a III) corresponde a daños reclamados por los actores (Occidental y el Estado de New Jersey); (b) las sub-etapas IV a VII (Tracks IV a VII) corresponden a la responsabilidad por alter ego y transferencia fraudulenta respecto de Maxus de YPF y Repsol y a la responsabilidad de las terceras partes hacia Maxus; (c) la subetapa VIII (Track VIII) corresponde a los daños alegados por el Estado de New Jersey; (d) la subetapa IX (Track IX) corresponde al porcentaje de responsabilidad que le correspondería a Maxus por los costos de limpieza y remediación.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

Específicamente la subetapa III (Track III) determinará la extensión de responsabilidad de Maxus por la operación del Sitio Lister y la subetapa IV (Track IV) determinará la eventual extensión de responsabilidad de YPF y Repsol respecto de los daños en el Sitio Lister (alter ego y transferencia fraudulentas).

Con posterioridad a la emisión de la Resolución N° XVII, el Estado de New Jersey y Occidental presentaron mociones de juicios sumarios parciales. El Estado presentó dos mociones: una en contra de Occidental y Maxus, cuyo propósito era determinar en juicio sumario que Occidental es responsable frente al Estado bajo la ley de descargas ("Spill Act"); y otra contra TS argumentando que TS tiene también responsabilidad bajo la ley de descargas ("Spill Act") frente al Estado. Occidental, por su parte, presentó una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus a fin de que se resuelva que Maxus tiene una obligación contractual de resarcir a Occidental por cualquier responsabilidad de Occidental que surja bajo la ley de descarga ("Spill Act"). En julio y agosto de 2011, el juez resolvió que la descarga de sustancias contaminantes por parte de Chemicals fue probada 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 basándose (1) en la posesión actual del sitio donde se realizaban descargas (Lister Avenue), y (2) que Maxus tiene una obligación de indemnización a Occidental (anteriormente mencionada).

En noviembre 2011 el juez a cargo pidió y celebró una conferencia de conciliación entre el Estado de New Jersey, por una parte, y Repsol, YPF y Maxus, en la otra para discutir las posiciones respectivas, pero la misma no arribó a un consenso.

En febrero de 2012, los demandantes y Occidental presentaron una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus, solicitando que la corte falle que Maxus es directamente responsable bajo la ley de descargas ("Spill Act") de Nueva Jersey. El juez falló en contra de Maxus y TS, considerando que son responsables por la contaminación del Río Passaic. Aun no se ha comprobado el volumen total, la toxicidad de la contaminación, ni el monto del daño causado.

El tribunal ordenó la vía procesal VIII, el 11 de septiembre de 2012. En virtud de la vía procesal VIII, el tribunal llevaría adelante el período de prueba y la etapa del juicio en la acción de daños y perjuicios del Estado de New Jersey (la "Administración") contra Occidental, Maxus y TS (causados por la planta Diamond Alkali Lister Avenue).

El 27 de septiembre de 2012, Occidental interpuso una reconvenición ampliada y, al día siguiente, el Estado de New Jersey (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, las cuales fueron incluidas en la reconvenición de Occidental. En especial, basado en el Informe Moconi del estado argentino, se incluyeron tres nuevas acusaciones contra Repsol respecto al vaciamiento de activos de Maxus y de YPF.

Durante el último trimestre de 2012 y el primer trimestre de 2013, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS, junto con ciertas terceras partes demandadas en el litigio, iniciaron un proceso de mediación y negociación con el objetivo de lograr un acuerdo con el Estado de New Jersey con el fin de resolver la vía procesal VIII. 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. En reuniones de Directorio, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS aprobaron un acuerdo conciliatorio (el "Acuerdo"). La propuesta del Acuerdo, que no implicaba reconocimiento de hechos ni derechos y que se presenta con fines exclusivamente conciliatorios, estaba sujeta a un proceso de aprobación, publicación, período para comentarios y homologación por parte del tribunal interviniente. De acuerdo con los términos del Acuerdo, el Estado de New Jersey acordaría resolver ciertos reclamos relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, iniciados contra YPF y algunas de sus subsidiarias, reconociendo además a YPF y a otros participantes en el litigio, un límite de responsabilidad para el caso de que sean condenados, de hasta US\$ 400 millones. Como contraprestación, Maxus realizaría un pago en efectivo de US\$ 65 millones al momento de la homologación del Acuerdo.

En septiembre de 2013, la Corte emitió la Resolución N° XVIII para la gestión del pleito ("Case Management Order N° XVIII"), proveyendo un cronograma para la homologación del Acuerdo. De conformidad con la Case Management Order XVIII, la Corte rechazó los argumentos de Occidental y aprobó el Acuerdo. Occidental apeló la aprobación del Acuerdo, la cual fue desestimada. 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. El 11 de abril de 2014, Occidental notificó a las partes que no buscaría una revisión adicional de la aprobación del Acuerdo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

Con fecha 20 de agosto de 2014, los abogados del Estado de New Jersey informaron que Occidental y el Estado de New Jersey habían llegado a un acuerdo sobre los términos y condiciones generales de un acuerdo conciliatorio que daría por finalizada la vía procesal VIII. “El 16 de diciembre de 2014 la Corte homologó el Acuerdo Transaccional por el cual el Estado de New Jersey aceptó resolver todos los reclamos contra Occidental, que están relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic, New Jersey, a cambio del pago de US\$ 190 millones en tres pagos, el último de ellos el 15 de junio de 2015; y de una suma de hasta US\$ 400 millones en el caso de que el Estado de New Jersey tenga que pagar su porcentaje por acciones de remediación futuras.

El 5 de enero de 2015, Maxus recibió una carta de Occidental pidiendo que Maxus, según la supuesta obligación contractual de indemnizar a Occidental, acuerde resarcirle a Occidental por todos los pagos transaccionales que Occidental haya acordado pagar a la Administración. Maxus sostiene que la existencia y la cuantía de la obligación de indemnizar bajo el acuerdo conciliatorio son temas pendientes que deben aguardar la decisión del Tribunal en el pleito del Río Passaic.

Por otra parte, el 31 de julio de 2014 Occidental presentó su tercera enmienda a su demanda. YPF, Repsol y Maxus presentaron mociones para limitar la tercera enmienda a la demanda de Occidental debido a que no se encontraban incorporados en la segunda enmienda de demanda. Según Occidental, la tercera enmienda incorporaba nuevos hechos pero no nuevos reclamos. La Corte rechazó los argumentos de Occidental y la tercera enmienda de demanda.

Asimismo, Repsol presentó una contra demanda contra Occidental alegando que el importe pagado por Repsol (US\$ 65 millones) en virtud del acuerdo arribado entre Repsol, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS con el Estado de New Jersey (el “Acuerdo”), fueron pagados por daños causados por (a) Chemicals, por cuyos daños Occidental es responsable en virtud del acuerdo de compra/venta de acciones de 1986 (el “SPA”) y/o (b) la conducta independiente de Occidental.

El 15 de abril de 2015, Occidental presentó a Maxus una carta demandando indemnidad en virtud del SPA respecto de la contra demanda interpuesta por Repsol contra Occidental. El 28 de abril de 2015 Maxus contestó a Occidental reservándose todos los argumentos y defensas en relación con las provisiones de indemnidad del SPA.

Asimismo, las fechas del cronograma fueron modificadas a través del “Case Management Order XXVI””. Las declaraciones testimoniales de los testigos residentes dentro y fuera de los Estados Unidos comenzaron en diciembre de 2014””. Cerca de cuarenta testigos declararon en el caso, incluyendo los representantes corporativos de todas las partes. Los temas explorados incluyen el Track IV (por el alter-ego y transferencias fraudulentas de activos) y el Track III (reclamos de indemnidad por parte de OCC a Maxus). Las declaraciones testimoniales de los testigos fueron completadas a mediados de octubre de 2015.

Sin perjuicio de la anterior, la Juez Especial autorizó a las partes presentar escritos, especificando cualquier cuestión respecto de la cual cada parte consideraba que el tribunal debería autorizar mociones para un juicio sumario temprano (“early summary judgement motions”). Las mociones que las partes presentaron, y las opiniones no vinculantes de la Juez Especial de fecha 14 de enero de 2016, se resumen a continuación:

- (a) YPF presentó una moción contra Occidental respecto de cuatro temas: i) el rechazo de los reclamos de Occidental por alter-ego que se basaron en la modalidad de financiamiento de la adquisición de las acciones de Maxus por YPF en el año 1995; ii) el rechazo de la porción de los reclamos de Occidental por alter-ego basadas en la transferencias de activos ocurridas entre los años 1995 y 1999; iii) el rechazo de los reclamos de Occidental basados en el supuesto “control” de YPF sobre las decisiones del directorio de Maxus en el año 1996 para vender sus subsidiarias de Bolivia y Venezuela a YPF International; y iv) el rechazo de la porción de los reclamos de Occidental por alter ego basados en la transferencia de las responsabilidades ambientales de Maxus a Tierra en 1996.

La Juez Especial recomendó el rechazo de la moción de YPF sobre la base de los siguientes argumentos: i) la prescripción aplicable a las transferencias fraudulentas no aplica para el caso de alegaciones de alter-ego; ii) para determinar responsabilidad por alter ego, es necesaria una amplia producción de prueba por lo que no resulta apropiado desestimar parte de los reclamos en esta instancia.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

- (b) Occidental presentó una moción contra Maxus contra los reclamos de Occidental para recuperar la suma de US\$ 190 millones (más gastos) bajo el acuerdo transaccional.

La Juez Especial recomendó que Maxus sea tenida como responsable por la totalidad de las obligaciones en el Lister Site, sin perjuicio de cualquier conducta de Occidental (incluyendo por tanto el período de tiempo en el que Occidental operó el Lister Site). En consecuencia, la Juez Especial recomendó otorgar la moción a Occidental sobre la base de los siguientes argumentos: i) el texto del Stock Purchase Agreement del año 1986 (entre Maxus y Occidental) no es ambiguo y por lo tanto Maxus está obligado a indemnizar a Occidental incluso por la conducta de Occidental en el Lister Site; y ii) la conducta de Occidental respecto del Lister Site no es inconsistente con la posición que Occidental asumió en el juicio. Sin perjuicio de ello, Occidental deberá aún acreditar la razonabilidad del monto de US\$ 190 millones acordado con el Estado de New Jersey por el que Maxus deberá eventualmente resultar responsable.

Asimismo, Occidental presentó una moción contra Repsol por el reclamo que Repsol le realizó a Occidental para recuperar de Occidental el monto de US\$ 65 millones que Repsol pagó en el marco del Acuerdo Transaccional al Estado de New Jersey.

La Juez Especial recomendó rechazar la moción parcialmente con relación al reclamo de contribución (contribution claim) y recomendó otorgar la moción respecto del enriquecimiento sin causa de Repsol sobre los siguientes argumentos: i) los reclamos de Repsol son admisibles bajo la New Jersey Spill Act (ley de descargas a efluentes del Estado de New Jersey); y ii) demostrar la responsabilidad de Repsol bajo la New Jersey Spill Act no es un pre-requisito para recibir contribución de Occidental; iii) Repsol no es responsable frente a Occidental como alter ego de Maxus; iv) Occidental no recibió enriquecimiento sin causa cuando Repsol acordó con el Estado de New Jersey.

- (c) Repsol presentó una moción contra Occidental para que se desestimen los reclamos cruzados de Occidental i) en la medida que los reclamos de Occidental están basados en reclamos de "transferencias fraudulentas" que se encuentran prescriptos; ii) Occidental no puede probar que haya sufrido daños por un incumplimiento de Repsol; iii) Occidental no puede probar que Repsol haya causado un daño incluso si se acreditara un incumplimiento de Repsol, en tanto Occidental alega que Maxus se tornó insolvente antes de que Repsol adquiriera YPF en el año 1999 y iv) sobre la base de que Occidental ha fallado en correr el velo societario entre YPF y Repsol.

La Juez Especial recomendó otorgar la moción a Repsol sosteniendo que Occidental no pudo acreditar el corrimiento del velo societario entre YPF y Repsol y porque Occidental no alegó que YPF fuera insolvente.

- (d) Maxus presentó una moción contra Occidental para que se desestime el reclamo de daños presentado por Occidental con relación a los costos aún no incurridos por Occidental (costos de remediación futuros). YPF acompañó esta moción de Maxus.

La Juez Especial recomendó otorgar la moción sobre la base de que el pedido de Occidental para esta acción declarativa no tiene fundamentos por la incertidumbre sobre los costos futuros.

- (e) Por último, con relación a la ampliación realizada por Occidental de su reclamo contra YPF y Repsol respecto de una supuesta interferencia de estas partes con los derechos contractuales de Occidental bajo la indemnidad del Stock Purchase Agreement del año 1986 (entre Maxus y Occidental), la Juez Especial recomendó rechazarla sobre la base de que Occidental se demoró en agregar este reclamo habiendo tenido oportunidades para hacerlo con anterioridad.

Las partes apelaron las recomendaciones respectivas de la Juez Especial el 16 de febrero de 2016. El 18 de febrero de 2016, las partes solicitaron permisos a la Juez Especial para presentar mociones adicionales de juicio sumario. El 7 de marzo de 2016 la Juez Especial denegó los pedidos de cada una de las partes a presentar mociones adicionales, indicando que las partes pueden presentar estos reclamos al momento del juicio propiamente dicho a través de las denominadas mociones "in limine". El 5 de abril de 2016 el Juez denegó las mociones apelando las recomendaciones de la Juez Especial, y las adoptó en su totalidad.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

El 25 de abril de 2016, las partes presentaron mociones solicitando autorización para presentar apelaciones interlocutorias y para una suspensión de los plazos durante el trámite de las apelaciones. Maxus presentó una moción solicitando autorización para apelar la resolución que otorga a Occidental juicio sumario contra Maxus y lo encuentra responsable por todas las responsabilidades con relación a o que surjan del Sitio Lister, incluso si fueron causadas por la propia conducta de Occidental. YPF presentó una moción solicitando autorización para apelar la resolución que rechaza su moción de juicio sumario y Occidental presentó una moción solicitando autorización para apelar la resolución que otorgó a Repsol la moción de juicio sumario. El 24 de mayo de 2016, la Cámara de Apelaciones del Estado de New Jersey denegó todas las apelaciones interlocutorias.

El 5 de abril de 2016, el Juez emitió la Resolución para el manejo del caso XXVIII (Case Management Order XXVIII) estableciendo el 20 de junio de 2016 como la fecha para comenzar el juicio. Sin embargo, todos los plazos procesales de este juicio quedaron suspendidos por la presentación de Maxus bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras.

En junio de 2016, Occidental presentó un pedido de cambio de tribunal competente (Notice of Removal of Claims) y una moción para transferir los reclamos remanentes del Juicio del Río Passaic desde el Tribunal de Quiebras del Distrito de New Jersey al Tribunal de Quiebras del Distrito de Delaware. El 28 de junio de 2016, el Tribunal de Quiebras del Distrito de New Jersey aceptó la moción para cambio de tribunal.

El 20 de julio de 2016, Repsol presentó una moción ante el Tribunal de Quiebras del Estado de Delaware para que sus reclamos cruzados (cross-claims) que tienen por objeto obtener una contribución de Occidental bajo la Ley de Descargas, fueran enviados nuevamente al Tribunal de New Jersey. El 15 de noviembre de 2016 el Tribunal de Quiebras de New Jersey concedió a Repsol la moción para el traslado de las actuaciones. El 29 de noviembre de 2016, Occidental presentó una moción solicitando aclaración o, alternativamente, para reconsideración de la orden que otorgó a Repsol la moción para reenviar el juicio. En la audiencia del 25 de enero de 2017, el Tribunal de Quiebras del Estado de Delaware denegó a Occidental la moción y permitió que los reclamos cruzados de Repsol puedan tramitar ante los tribunales de New Jersey.

27.b) Aspectos contables

En relación con la Presentación de las Entidades de Maxus ante el Tribunal de Quiebras con fecha 17 de junio de 2016, tal como se describe detalladamente en la parte a) de la presente Nota, la Gerencia de la Sociedad considera que éste es un evento que requería reconsiderar si la consolidación de dichas entidades continuaba siendo apropiada. Para realizar este análisis, la Sociedad siguió los lineamientos establecidos en la NIIF 10 "Estados financieros consolidados" para reevaluar si mantenía el control sobre las actividades de las Entidades de Maxus. Este análisis, de acuerdo con lo establecido en la NIC 8, se complementó con los criterios establecidos con la Norma de Estados Unidos ASC 810 publicada por el Financial Accounting Standards Board, cuyos principios son consistentes con la NIIF 10, pero que tratan en forma más detallada las cuestiones relacionadas con la consolidación de entidades que ingresan en un proceso específico de reorganización bajo el Capítulo 11.

Generalmente, cuando una entidad se presenta para su reestructuración bajo el Capítulo 11 los accionistas pierden el poder para tomar las decisiones que tienen un impacto significativo en la performance económica de los negocios de las entidades porque ese poder se transfiere típicamente al Tribunal de Quiebras.

La presentación realizada por las Entidades de Maxus bajo el Capítulo 11, tiene efectos relevantes en los derechos que YPF Holdings tiene como accionista de dichas entidades dado que los Acreedores reemplazan a los Accionistas en su capacidad legal para presentar demandas derivadas contra los Directores por parte de las entidades por incumplimiento de sus obligaciones fiduciarias, ya que los Acreedores deben ser los principales beneficiarios de cualquier incremento de valor en dichas entidades. Sin embargo, cabe mencionar que YPF Holdings mantiene su derecho de designar los Directores de los Deudores a través de las Asambleas de Accionistas, a menos que el Tribunal de Quiebras ordene lo contrario. Adicionalmente, la presentación realizada en el Tribunal de Quiebras también tiene efectos sobre las responsabilidades y funciones del Directorio y Gerencia de las Entidades de Maxus. Cada una de las Entidades de Maxus se ha convertido en un "Deudor en Posesión", por lo que de acuerdo a la Ley de Quiebras, permanece en posesión de su propiedad y, sujeto a ciertas limitaciones, están autorizadas a llevar adelante el normal manejo de sus operaciones, a menos que el Tribunal de Quiebras ordene lo contrario. Sin embargo, durante el plazo que dure el proceso de reorganización, el Directorio de los Deudores no tiene discrecionalidad absoluta, dado que cualquier transacción "fuera del curso ordinario de los negocios" de los Deudores, tales como la venta de un activo significativo, la expansión de una línea de negocios que involucrara utilización de fondos importantes (o el compromiso a utilizarlos) o la constitución de préstamos u otra clase de financiación, estará sujeta a la aprobación del Tribunal de la Quiebra.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



27. DESCONSOLIDACIÓN DE LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

Asimismo, con fecha 8 de noviembre de 2016 las Entidades de Maxus modificaron sus estatutos a fin de otorgar mayor poder de decisión a los Directores independientes.

En consecuencia, debido a la presentación realizada bajo el Capítulo 11, YPF Holdings no está habilitado a tomar decisiones en forma unilateral, que pudieran afectar significativamente el negocio de los Deudores, tanto a nivel operativo como económico. Asimismo, los Deudores deben buscar la aprobación del Tribunal de Quiebras para las actividades comerciales habituales, si tales actividades podrían tener un efecto significativo en sus operaciones o en cualquiera de sus Grupos de Interés (Stakeholders).

Por lo expresado precedentemente, la Dirección de la Sociedad entiende que YPF Holdings ha dejado de tener la capacidad de utilizar su poder sobre dichas entidades para influir significativamente en sus operaciones y resultados, condición necesaria establecida por la NIIF 10 para establecer la existencia de un control financiero efectivo y por ende, procedió a la desconsolidación de las inversiones en las Entidades de Maxus desde el 17 de junio de 2016.

Según la ASC 810, esta pérdida de control puede involucrar una ganancia o pérdida para la sociedad controlante, dado que la sociedad controlante deberá remediar su interés no controlante a su valor razonable luego de proceder a la desconsolidación de los activos y pasivos de las entidades. También se ha considerado para su cálculo las obligaciones relacionadas con el proceso de reorganización asumida según se describen en la parte a) de la presente Nota. De esta manera, el Grupo ha reconocido una ganancia por 1.528 expuesta en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

Como consecuencia de la desconsolidación, el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017 y 2016 no son comparables con el emitido al 31 de diciembre de 2015. A ésta última fecha, los siguientes saldos de activos y pasivos se encontraban consolidados en relación con las Entidades de Maxus:

Rubro	Saldos de los Deudores al 31/12/2015
Activo no corriente	732
Activo corriente	416
Total del activo	1.148
Pasivo no corriente	3.966
Pasivo corriente	669
Total del pasivo	4.635
Total del pasivo y patrimonio neto	1.148

Asimismo, el estado de resultados integrales y el estado de flujo de efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 no son comparables con los emitidos al 31 de diciembre 2015. A esta última fecha, los siguientes resultados y flujos de efectivo se encontraban consolidados en relación con las Entidades de Maxus:

Rubro	Resultados de los Deudores al 31/12/2015
Ingresos.....	197
Costos	(287)
Resultado bruto.....	(90)
Resultado operativo	(555)
Resultados financieros, netos.....	(15)
Resultado neto	(570)
Otros resultados integrales.....	(2)
Resultado integral	(572)

Rubro	Flujos de efectivo de los Deudores al 31/12/2015
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	(186)
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(85)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación.....	-
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	(271)

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES

28.a) Activos contingentes

- **Cerro Divisadero**

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

El evento fue informado a los aseguradores/reaseguradores correspondientes y tras el análisis de diversas opciones tecnológicas, en noviembre de 2015 se dio por finalizado el proceso de liquidación del siniestro, siendo la suma final acordada US\$ 122,5 millones, de los cuales US\$ 45,3 millones corresponden a daño material y US\$ 77,2 millones corresponden a pérdida de producción, habiendo recibido un anticipo de US\$ 60 millones.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, el Grupo registró una ganancia de 1.165 en el estado de resultados integrales en los rubros "Otros resultados operativos, netos" y "Costos" en función de la naturaleza del concepto reclamado (daño material y pérdida de producción, respectivamente).

Durante el ejercicio 2016, el Grupo ha recibido el segundo y último cobro por US\$ 62,5 millones.

- **Refinería La Plata**

El 2 de abril de 2013 las instalaciones de YPF en la refinería La Plata fueron afectadas por un severo temporal sin precedentes, el cual determinó el incendio y consecuente afectación de las unidades de Coke A y Topping C en dicha refinería. En términos operativos, el incidente mencionado afectó en forma temporal la capacidad de procesamiento de crudo de la Refinería, la cual dejó fuera de servicio la totalidad del Complejo durante algunos días.

Sobre la base de la documentación aportada a los liquidadores designados por las compañías reaseguradoras, y luego del análisis realizado por los mismos, el monto total de indemnización determinado por este siniestro ascendió a US\$ 615 millones, de los cuales US\$ 227 corresponden a daño material y US\$ 388 corresponden a lucro cesante. El período de indemnización por la pérdida de beneficio por este siniestro, se extendió hasta el 16 de enero de 2015. Los pagos del mismo se recibieron en forma gradual, US\$ 300 durante el último trimestre del 2013, US\$ 130 durante tercer trimestre el ejercicio 2014 y el saldo remanente de US\$ 185 durante el segundo trimestre del 2015.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, el Grupo ha registrado una ganancia de 523, que fue registrada en el estado de resultados integrales en los rubros "Ingresos" y "Costos" en función de la naturaleza del concepto reclamado.

28.b) Pasivos contingentes

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

28.b.1) Reclamos ambientales

- **Asociación Superficialarios de la Patagonia (“ASSUPA”)**

En agosto de 2003, ASSUPA demandó a dieciocho empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de la Cuenca Neuquina, entre las que se encuentra YPF, a recomponer el daño ambiental colectivo supuestamente producido a partir de la actividad hidrocarburífera, en subsidio para que se constituya el fondo de restauración ambiental y se adopten las medidas que permitan evitar la producción de daños ambientales en el futuro. La actora pidió también la citación al Estado Nacional, al Consejo Federal del Medio Ambiente (“COFEMA”), a las Provincias de Buenos Aires, La Pampa, Neuquén, Río Negro, Mendoza y al Defensor del Pueblo de la Nación y solicitó como medida cautelar que las demandadas se abstuvieran de realizar actividades que afecten el medio ambiente. La citación del Defensor del Pueblo y la medida cautelar solicitada fueron rechazadas por la CSJN. YPF ha contestado la demanda solicitando su rechazo, oponiendo excepción de defecto legal y requiriendo la citación del Estado Nacional, en razón de la obligación del mismo de mantener indemne a YPF por los hechos o causas anteriores al 1° de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993. La CSJN hizo lugar a la excepción de defecto legal y otorgó a los actores un plazo para subsanar los vicios de la demanda. Con fecha 26 de agosto de 2008, la CSJN resolvió que la actora había subsanado las deficiencias de las demandas y el 23 de febrero de 2009 emplazó a algunas provincias, al Estado Nacional y al COFEMA para que se presenten en la causa. Se difirieron las cuestiones pendientes hasta que se presente la totalidad de los terceros citados. A la fecha se presentaron la Provincia de Río Negro, Buenos Aires, Neuquén, Mendoza y el Estado Nacional, aunque no se ha tenido acceso a dichas presentaciones. Las Provincias de Neuquén y La Pampa han opuesto excepción de incompetencia, la cual fue contestada por la actora.

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

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

Adicionalmente cabe destacar que YPF ha tomado conocimiento, de otros tres reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra:

- Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge: El día 28 de diciembre de 2016 YPF fue notificada de la demanda. La fecha límite fijada para oponer excepciones previas era hasta el día 31 de mayo de 2017 y, para contestar demanda, hasta el día 30 de junio de 2017. YPF ha presentado en el plazo oportuno una excepción de defecto legal y el juzgado dispuso la suspensión de los términos para contestar demanda. Los plazos continuarán suspendidos hasta tanto recaiga una resolución definitiva sobre la excepción de defecto legal presentada por la empresa;
- Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca Austral: Se dispuso el trámite sumarísimo a la acción. Asimismo, el juzgado de primera instancia dictó una medida cautelar para informar a distintas entidades sobre la existencia del juicio y para que las demandadas aporten cierta información. YPF apeló la decisión y la Cámara de Apelaciones admitió parcialmente la apelación revocando la sentencia de primera instancia en cuanto ordenaba informar a distintas entidades sobre la existencia de este reclamo. En la misma resolución la Cámara de Apelaciones confirmó que los demandados tenían obligación de brindar cierta información pero declaró que YPF y los otros demandados ya habían cumplido con aquella obligación. Con fecha 2 de noviembre 2015 YPF fue notificada de la demanda. A raíz de una petición de YPF el juzgado dispuso con fecha 4 de noviembre 2015 la suspensión de los plazos procesales. El 23 de noviembre de 2017 la parte actora solicitó se provea su pedido de citación como terceros respecto del Estado Nacional y las Provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego dando lugar al proveído dictado el 6 de diciembre de 2017 por el que el juzgado ordenó la citación requerida, a fin de que comparezca el Estado Nacional y las provincias mencionadas dentro del término de 60 días, a tomar la intervención que estimen corresponder. El juzgado dispuso la suspensión de plazos hasta su comparecencia o vencimiento del plazo fijado. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados los plazos continúan suspendidos ya que la actora no ha impulsado la citación del Estado Nacional;

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

(iii) Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Noroeste: Se dispuso el trámite ordinario a la acción. Con fecha 1° de diciembre de 2014, la Sociedad fue notificada de la demanda. Los plazos procesales fueron suspendidos en virtud de un requerimiento de la Sociedad. Posteriormente, con fecha 3 de mayo de 2016 se notificó nuevamente la demanda a YPF y se reanudaron los plazos para contestarla. Frente a ello la Sociedad presentó un escrito solicitando que se mantengan suspendidos los plazos hasta que la actora aclare si acompaña o no cierta prueba documental a la que hace mención en su demanda. El Juez hizo lugar al planteo de la Sociedad y suspendió nuevamente los plazos para contestar demanda. Con fecha 19 de abril de 2017 YPF fue notificada de la resolución del Juzgado que ordena la reanudación de los plazos procesales, a lo que presentó una excepción de defecto legal. El juzgado no ha proveído la presentación y dispuso la suspensión de los términos para contestar la demanda. Los plazos continuarán suspendidos hasta tanto recaiga una resolución definitiva sobre la excepción de defecto legal presentada por YPF.

• Dock Sud, Río Matanza, Riachuelo, Quilmes y Refinería Luján de Cuyo

Vecinos de la localidad de Dock Sud, Provincia de Buenos Aires, iniciaron un juicio que se encuentra radicado ante la CSJN, en el que reclaman a cuarenta y cuatro empresas entre las que se encuentra YPF, al Estado Nacional, a la Provincia de Buenos Aires, a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y a catorce municipios, la remediación y, en subsidio, la indemnización del daño ambiental colectivo de los ríos Matanza y Riachuelo. Asimismo, también vecinos de Dock Sud, han iniciado otros dos juicios ambientales, uno de ellos desistido en relación a YPF, reclamando a varias empresas radicadas en dicha localidad, entre ellas YPF, a la Provincia de Buenos Aires y a varios municipios, la remediación y en subsidio la indemnización del daño ambiental colectivo de Dock Sud y del daño particular patrimonial que afirman haber sufrido. Con respecto a los reclamos mencionados, por el momento no es posible cuantificarlos de una manera adecuada, como así tampoco, de corresponder, estimar las costas judiciales asociadas que pudieran resultar. YPF tiene derecho a ser mantenida indemne por el Estado Nacional, por los hechos y contingencias que sean de causa anterior al 1 de enero de 1991, de acuerdo a la Ley N° 24.145 y el Decreto N° 546/1993.

Mediante sentencia del 8 de julio del 2008 la CSJN:

- (i) Dispuso que está a cargo de la Autoridad de Cuenca Matanza Riachuelo ("ACUMAR") (Ley N° 26.168) el cumplimiento del programa de remediación ambiental de la cuenca, siendo responsable de que ello se lleve adelante el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires; delegó en el Juzgado Federal de Primera Instancia de Quilmes el conocimiento de todas las cuestiones concernientes a la ejecución de la remediación y saneamiento; declaró que todos los litigios relativos a la ejecución del plan de remediación se acumularán y tramitarán ante dicho juzgado y que dicho proceso produce litispendencia en relación a las demás acciones colectivas que tengan por objeto la remediación ambiental de la cuenca, las que por lo tanto deberían ser archivadas. En este orden, YPF ha sido notificada de ciertas resoluciones emitidas por ACUMAR, por las que se requiere presentar un Plan de 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 esa Corte.

Adicionalmente a lo mencionado en Nota 14.a.4), referida a reclamos ambientales en Quilmes, la Sociedad tiene otros reclamos judiciales y no judiciales activos en su contra, basados en argumentos similares.

Por otra parte, las tareas de monitoreo realizadas en forma rutinaria por YPF han permitido advertir cierto grado de afectación en el subsuelo correspondiente a las proximidades de la Refinería Luján de Cuyo, lo que ha motivado la ejecución de un programa de relevamiento, evaluación y remediación de pasivos que la Sociedad ha acordado con organismos de aplicación de la Provincia de Mendoza, cuyos costos se han provisionado en el programa de remediación de situaciones ambientales del Grupo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

28.b.2) Reclamos contenciosos

- **Empresas Petersen Energía Inversora, S.A.U y Petersen Energía, S.A.U. (en conjunto, "Petersen")**

El 8 de abril 2015 Petersen, ex accionistas de YPF que poseían Acciones Clase D, presentaron una demanda contra la República Argentina e YPF en la Corte Federal de Distrito para el Distrito Sur de Nueva York. El litigio es llevado por el síndico del concurso de las empresas arriba referidas en virtud de un procedimiento de liquidación que se lleva a cabo en un Juzgado Mercantil en España. La demanda expone reclamos relativos a la expropiación de la participación mayoritaria de Repsol en YPF por la República Argentina en el año 2012, alegando que habría desencadenado la obligación por parte de la República Argentina de realizar una oferta de adquisición al resto de los accionistas. Los reclamos parecen estar basados, ante todo, en las alegaciones de que la expropiación violó las obligaciones contractuales en la oferta pública inicial de acciones de YPF y en los estatutos de la Sociedad y busca una compensación no especificada. YPF considera que el reclamo contra la Sociedad no tiene mérito y presentó su moción por desestimación de demanda el 8 de septiembre de 2015, fecha que se había fijado en razón de una extensión del plazo dispuesta por la Corte. Por su parte, Petersen presentó un escrito en oposición a la moción de YPF.

Con fecha 20 de julio de 2016 se celebró una audiencia en la Corte en donde las partes pudieron exponer sus argumentos sobre la moción por desestimación, respondiendo las preguntas realizadas por la Jueza. Con fecha 9 de septiembre de 2016 la Corte Federal de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de New York dictó una resolución por medio de la cual, en esta instancia preliminar, desestimó parcialmente el reclamo iniciado por Petersen contra YPF. La Sociedad apeló dicha resolución con el objeto de lograr, en esta instancia preliminar, el rechazo total de la demanda en su contra.

Con fecha 15 de junio de 2017 se celebró una audiencia para que las partes puedan exponer oralmente sus argumentos. Actualmente el tema se encuentra a la espera de la resolución de la Corte de Apelaciones.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no existen elementos en poder de YPF que permitan cuantificar el posible impacto que este reclamo podría tener sobre la Sociedad.

La Sociedad rechaza categóricamente los reclamos formulados en la demanda, los cuales considera totalmente improcedentes e interpondrá todos los recursos legales necesarios y ejercerá todas las medidas defensivas de acuerdo con el procedimiento legal aplicable a fin de defender sus derechos.

- **Empresas Eton Park Capital Management, L.P., Eton Park Master Fund, LTD. y Eton Park Fund, L.P. (en conjunto, "Eton Park")**

Con fecha 2 de junio de 2017, Eton Park, ex accionista de YPF, presentó una demanda contra la República Argentina e YPF en la Corte de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York, por supuestos daños que habría sufrido durante el proceso de expropiación de acciones que la República Argentina llevó adelante sobre la participación mayoritaria de Repsol en YPF en el año 2012. La demanda, que busca una compensación no especificada, alega que se violaron supuestas obligaciones asumidas en los estatutos y en la oferta pública inicial de acciones de YPF, que le imponían obligaciones relacionadas con la realización de una oferta pública de adquisición al resto de los accionistas.

Actualmente el reclamo se encuentra en suspensión temporal, a la espera de la resolución de la Corte de Apelaciones en el caso Petersen.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no existen elementos en poder de YPF que permitan cuantificar el posible impacto que este reclamo podría tener sobre la Sociedad.

La Sociedad rechaza categóricamente los reclamos formulados en la demanda, los cuales considera totalmente improcedentes e interpondrá todos los recursos legales necesarios y ejercerá todas las medidas defensivas de acuerdo con el procedimiento legal aplicable a fin de defender sus derechos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

28.b.3) Reclamos en el ámbito de la CNDC

- **Reclamos a productores de gas natural**

El 17 de noviembre de 2003, la CNDC decidió, en el marco de una investigación iniciada de oficio en los términos del artículo 29 de la Ley N° 25.156 de Defensa de la Competencia ("LDC"), solicitar explicaciones a un grupo de aproximadamente 30 empresas productoras de gas natural entre las que se halla YPF, respecto a los siguientes ítems: (i) inclusión en los contratos de compraventa de gas natural de cláusulas que restringen la competencia; y (ii) observaciones sobre las importaciones de gas de Bolivia, poniendo énfasis en (a) el viejo y expirado contrato suscripto entre la YPF estatal e YPFB (empresa petrolera estatal boliviana), mediante el cual YPF vendía el gas boliviano en Argentina por debajo del costo de adquisición, y (b) los frustrados intentos de importar gas de Bolivia, efectuados en el año 2001 por las empresas comercializadoras Duke y Distribuidora de Gas del Centro. El 12 de enero de 2004, YPF presentó las explicaciones conforme el artículo 29 de la LDC, fundamentando la ausencia de violación de normas de defensa de la competencia y la ausencia de discriminación de precios, entre las ventas de gas natural en el mercado interno y las ventas de exportación. Con fecha 20 de enero de 2006, YPF recibió la cédula de notificación de la resolución de fecha 2 de diciembre de 2005 por la cual la CNDC (i) rechazaba el planteo de "non bis in idem" efectuado por YPF, sosteniéndose que el ENARGAS carecía de facultades para resolver la cuestión al momento del dictado de la Resolución ENARGAS N° 1.289; y (ii) ordenaba la apertura del sumario en las actuaciones mencionadas conforme lo previsto en el artículo 30 de la LDC. El 15 de enero de 2007, la CNDC imputó a YPF, conjuntamente con otros ocho productores por violaciones a la LDC. YPF presentó su descargo planteando que no ha existido tal incumplimiento de la ley, reiterando y ampliando su denuncia de prescripción de la acción y ha presentado prueba de su posición. Con fecha 22 de junio de 2007, y sin reconocer la comisión de ninguna conducta contraria a la LDC, YPF presentó ante la CNDC un compromiso en los términos del artículo 36 de la LDC, solicitando a la CNDC la aprobación del compromiso presentado y la suspensión de la investigación y, oportunamente, el archivo de las actuaciones. Con fecha 14 de diciembre de 2007, la CNDC decidió la elevación de los autos a la Cámara de Apelaciones en virtud del recurso presentado por YPF contra el rechazo a su planteo de prescripción. El expediente fue archivado por la CNDC, sin consecuencias para YPF.

- **Reclamos por precios en la venta de combustibles**

Adicionalmente, el Grupo fue sujeto de otros reclamos vinculados a supuestas discriminaciones de precios en la venta de combustibles, que han sido radicados ante la CNDC y respondido oportunamente por YPF.

28.b.4) Reclamos fiscales

- **Controversia por la deducción del costo por abandono de pozos**

La Sociedad ha registrado consistentemente el costo por abandono de pozos de acuerdo al criterio detallado en la Nota 2.b.6 y, ante la inexistencia de un tratamiento específico de dicho tema en la ley de impuesto a las ganancias y su Decreto Reglamentario, ha deducido el cargo por costos de taponamiento de pozos en el cálculo de dicho impuesto, en base al criterio general de la norma para la deducción de gastos (criterio devengado). Sin embargo, esta interpretación ha sido objetada por la AFIP que admitiría su deducción una vez que el gasto ha sido realizado.

Si bien ambos consideran que es un gasto deducible, la discrepancia entre YPF y el Fisco se origina en el discernimiento que uno y otro formula del hecho sustancial generador de la obligación de taponar que, a su vez, es el que determina el momento u oportunidad de la deducción en el impuesto a las ganancias.

La AFIP entiende que la deducción de los gastos de taponamiento por abandono de pozos se debe diferir hasta la oportunidad en que el contribuyente proceda al taponamiento, una vez que los pozos han agotado su sustancia, en tanto considera al abandono del pozo como el hecho generador del devengamiento del gasto de taponamiento.

Por su parte, la Sociedad como así también otras empresas de la industria petrolera, entienden que el hecho sustancial generador del gasto de taponamiento por abandono de pozos lo constituye la mera perforación, en tanto con la perforación se concreta el impacto ambiental y, en consecuencia, a partir de ese momento nace la obligación de reparar dicho impacto (taponamiento). Asimismo, dicha obligación no se encuentra sujeta a condición alguna ya que no existe ningún hecho futuro o incierto al que se haya sujetado la misma pues el agotamiento inevitablemente ocurrirá. La Sociedad ha tomado conocimiento que controversias similares han sido planteadas por la AFIP a otras compañías de la industria petrolera.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

En este sentido, en el mes de junio de 2016, la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del MINEM, organismo competente para aclarar el origen de la obligación legal en la materia y en respuesta a una consulta de la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos, se expidió en línea con la posición de las empresas y concluye que el hecho sustancial generador del gasto de taponamiento por abandono de pozos lo constituye la perforación.

Esta respuesta a la Cámara ha sido informada a la AFIP tanto por la propia Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos como por YPF pero, con distintos cuestionamientos la AFIP desconoció dicha posición y, con fecha 29 de diciembre de 2016, notificó a la Sociedad dos resoluciones determinativas ajustando el impuesto a las ganancias por los períodos fiscales 2005 a 2009, en las que se cuestiona el criterio seguido por la Sociedad. YPF ha presentado con fecha 20 de febrero de 2017 el correspondiente recurso de apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación por dichas determinaciones de oficio recibidas.

El monto de la controversia de los años reclamados por la AFIP asciende a un total de 3.997 considerando capital e intereses.

Con fecha 28 de junio de 2017, la Sociedad ha sido notificada de un requerimiento de información por parte de AFIP mediante el cual inicia un proceso de verificación respecto a la deducción de los gastos de taponamiento correspondientes a los períodos fiscales 2011 a 2016 inclusive.

Con fecha 10 de octubre de 2017, la Sociedad ha sido notificada de la vista por parte de la AFIP, mediante la cual informa un ajuste del período fiscal 2010. El 23 de noviembre de 2017 se presentó el correspondiente descargo.

Con fecha 13 de octubre de 2017, la Sociedad ha sido notificada del cierre de inspección y la prevista del ajuste proyectado por los períodos fiscales 2011 a 2016 inclusive, la cual fue rechazada mediante nota presentada con fecha 23 de octubre de 2017.

No obstante al avance de los procesos determinativos y de las fiscalizaciones en curso (e instancia de procesos judiciales de otras sociedades de la industria), la Sociedad, basada en su opinión y en la de sus asesores externos, considera que tiene sólidos argumentos de defensa del criterio adoptado.

- **Controversia por derechos aduaneros**

Durante los años 2006 a 2009, las delegaciones de la Dirección General de Aduanas en Neuquén, Comodoro Rivadavia y Puerto Deseado informaron a la Sociedad que se han iniciado determinados procedimientos sumarios en su contra, sobre la base de presuntas declaraciones formales erróneas sobre compromisos de entregas de petróleo crudo a futuro en los permisos de carga presentados ante esas agencias, tanto por períodos anteriores como posteriores a la existencia de los derechos de exportación, y simplemente consignando la diferencia entre el precio contractual declarado y el precio vigente al momento de la exportación, aplicando multas en los términos del Código Aduanero.

La aduana puede cuestionar si el precio pactado por la Sociedad y declarado en el permiso de embarque es la medida adecuada para pagar los derechos de exportación. Sin embargo, la Sociedad entiende que no cabe reproche infraccional por declarar el precio de la operación. Adicionalmente, desde su existencia, YPF paga los derechos de exportación, sobre el valor de mercado del crudo.

Los sumarios agotaron la instancia administrativa ante la Aduana y se encuentran en su totalidad recurridos ante el Tribunal Fiscal de la Nación. Con fecha 3 de marzo de 2017, la Sociedad ha sido notificada de una sentencia adversa del Tribunal Fiscal de la Nación sobre el criterio empleado, la que refiere a operaciones de entregas de petróleo a futuro del año 1998 donde se aplicaron multas del artículo 954 inciso c) del Código Aduanero por aproximadamente 11 por exportaciones en períodos anteriores a la existencia de los derechos de exportación. La Sociedad procedió a apelar en tiempo y forma la sentencia del Tribunal Fiscal ante la Cámara de Apelaciones, la que tiene efectos suspensivos en tanto refiere a sanciones, las que solo se deberán ingresar ante una sentencia definitiva, en su caso, ante la eventualidad de llegar a la CSJN y esta confirme la posición de la Aduana.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

Con fecha 31 de marzo de 2017, la Sociedad ha resuelto abonar diferencias de derechos de exportación que habían sido objetadas por diversas Aduanas, surgidas en el marco de los compromisos de entregas de petróleo crudo a futuro, a través de la adhesión a la moratoria prevista por la Ley 27.260. Esta acción posibilitaba la reducción de intereses y condonación de las multas aplicadas que resultaban conexas a la obligación sustancial. A tal fin se realizaron en todas las causas en curso, administrativas y judiciales, presentaciones acreditando el pago de los derechos y en su caso la solicitud de condonación de las multas aplicadas al amparo de la Ley 27.260. Han quedado en curso los sumarios y procesos en los que se discute la aplicación de una multa cuando no existían derechos de exportación, aplicándose en tal caso la multa contemplada en el artículo 954 inciso c), importe que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados asciende a 450.

No obstante al avance de este proceso, la Sociedad, basada en su opinión y en la de sus asesores externos, considera que el reclamo no tiene fundamento legal y que tiene sólidos argumentos de defensa del criterio adoptado en la controversia mencionada precedentemente.

28.b.5) Otras causas

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

29. COMPROMISOS CONTRACTUALES

29.a) Acuerdos de extensión de concesiones

- Neuquén

Áreas Loma La Lata - Sierra Barrosa

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

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 2048).

Los compromisos asumidos por la Sociedad son los siguientes: i) pago de US\$ 20 millones por efecto de la escisión del Área Loma La Lata – Loma Campana sobre la producción convencional, pagadero dentro de los 15 días de la ratificación legislativa del Acta Acuerdo; ii) pago de US\$ 45 millones en concepto de responsabilidad social empresaria, pagadero durante los años 2013, 2014 y 2015; iii) pago de un 5% sobre las utilidades después de impuestos del proyecto de inversión aplicable a partir de Diciembre de 2027; iv) reducción a partir del mes de agosto de 2012 del 50% del subsidio aplicable al precio del gas natural para la Planta de Metanol según los términos del Acta Compromiso de 1998 suscripto entre la Sociedad y la Provincia de Neuquén; v) realizar una inversión de US\$ 1.000 millones dentro del término de 18 meses a partir del 16 de julio de 2013; y vi) priorizar la contratación de mano de obra, proveedores y servicios radicados en Neuquén.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

Bloque Rincón del Mangrullo

Con fecha 1° de agosto de 2017 se celebró un Acuerdo entre YPF y la Provincia del Neuquén en virtud del cual se acordaron los términos para la obtención de una Concesión de Explotación No Convencional en el bloque Rincón del Mangrullo (el "Bloque"), que resultará en un incremento de la actividad actual del Bloque y una ampliación del actual plazo de vigencia, el cual expira en el año 2022. A partir del otorgamiento de la nueva concesión, YPF podrá explotar el Bloque hasta el año 2052, con posibilidad de volver a extender este plazo.

Mediante este acuerdo, YPF se compromete a realizar una inversión de US\$ 150 millones para llevar adelante un programa piloto que consiste en la perforación de 13 pozos para continuar el desarrollo de la formación Mulichinco e investigar otras formaciones como Vaca Muerta y Lajas.

Con fecha 11 de agosto de 2017 mediante Decreto Provincial N° 1.316/17 se otorgó la concesión de explotación no convencional sobre el Bloque a favor de YPF. A partir de dicha fecha, el Acuerdo entró en vigencia.

YPF tiene actualmente un Acuerdo de Inversión con Petrolera Pampa S.A. ("Pampa"), a través del cual, la Sociedad opera el área y Pampa participa de la producción que provenga de ciertas formaciones del Bloque, manteniendo YPF el 100% de los derechos sobre Vaca Muerta y Quintuco. En ese marco, YPF será titular del 100% de la nueva Concesión de Explotación no Convencional y de la concesión actual del Bloque, continuando con el Acuerdo de Inversión con Pampa.

Otras concesiones

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 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.

• **Mendoza**

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

• Santa Cruz

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

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

Adicionalmente, con fecha 1° de septiembre de 2017, mediante Decreto 773/17 emitido por la Gobernación de la Provincia de Santa Cruz, YPF recibió la adjudicación del área El Turbio que había sido ofrecida por la provincia a través de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° 03/IESC/17. El 25 de septiembre de 2017 YPF firmó el contrato para la exploración y eventual explotación del área.

• Salta

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

Con fecha 3 de abril de 2017, YPF suscribió con la Provincia de Salta un Acuerdo Modificatorio al firmado con fecha 23 de octubre de 2012. Las partes firmantes son las mismas en ambos Acuerdos. El Acuerdo Modificatorio establece que se han cumplido con las obligaciones descriptas en los puntos (i), (ii) y (iv), y respecto de las obligaciones referenciadas en el punto (v) establece que las mismas serán reemplazadas por la perforación de 2 pozos de desarrollo por un monto mínimo de US\$ 26 millones. En el caso de que los pozos de desarrollo arrojen resultados productivos satisfactorios para YPF y las empresas asociadas, en forma contingente a dichos resultados, se compromete la perforación de un pozo adicional de desarrollo. Este compromiso comenzó a ejecutarse y deberá estar finalizado dentro de los 365 días corridos desde la fecha de entrada en vigencia de dicho acuerdo. Asimismo, YPF y las empresas asociadas firmantes deberán perforar un pozo de exploración por un monto de US\$ 4 millones dentro de los 365 días corridos desde la entrada en vigencia del Acuerdo Modificatorio.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

• Chubut

El 2 de octubre de 2013 se publicó la ley de la Provincia de Chubut que aprueba el Acuerdo de Extensión de las Concesiones de Explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga ubicadas en la Provincia de Chubut. YPF es titular del 12.196% de dichas concesiones mientras que Petrobras Argentina S.A. es titular del 35.67% y Tecpetrol S.A. es titular del restante 52.133%. Las Concesiones fueron extendidas por el plazo de 30 años contados a partir del año 2017. Los principales términos y condiciones acordados con la Provincia de Chubut comprenden el compromiso por parte de todas las empresas que integran las UT de realizar los siguientes pagos y aportes: (i) Pago de US\$ 18 millones en concepto de Bono de Reparación Histórica (ii) Pago de Bono de Compensación equivalente a un 4% fijo sobre la producción de gas y petróleo desde el año 2013 (el cálculo se realiza como una regalía adicional); (iii) realizar gastos e inversiones relacionados con cuidado y protección del medio ambiente; (iv) mantener un número mínimo de equipos de perforación y work-over en actividad; (v) luego de vencidos los 10 primeros años de prórroga, se prevé la adquisición de un 10% de participación en las Concesiones de explotación por parte de Petrominera S.E.

Asimismo, el 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de duración original de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. El Acuerdo de Extensión fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Chubut con fecha 17 de enero de 2014 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 24 de febrero de 2014, dando de esta manera cumplimiento a las condiciones suspensivas previstas en el Acuerdo de Extensión. Los siguientes son los principales términos y condiciones acordados con la Provincia de Chubut: YPF es titular del 100% de las concesiones de explotación, con excepción de la concesión Campamento Central – Cañadón Perdido en la cual, ENAP SIPETROL S.A. es titular del 50%. Se prorrogan por el término de 30 años los plazos de las concesiones de explotaciones que vencían en los años 2017 (Campamento Central – Cañadón Perdido y El Trébol – Escalante), 2015 (Restinga Alí) y 2016 (Manantiales Behr). YPF asumió, entre otros, los siguientes compromisos: (i) abonar un Bono de Compensación histórica US\$ 30 millones; (ii) pagar a la Provincia del Chubut el Bono de Compensación de los Hidrocarburos equivalente al 3% de la producción de petróleo y gas (calculado como regalía adicional); (iii) cumplir con un compromiso mínimo de inversiones; (iv) mantener contratados y activos, un número mínimo de equipos de perforación y work-over; y (v) ceder a Petrominera S.E. un 41% de la participación de YPF en las concesiones de explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (equivalentes a un 5% del total de dichas concesiones) y en las UT asociadas a las mismas.

• Rio Negro

En el mes de diciembre de 2014, YPF, YSUR Energía Argentina S.R.L. e YSUR Petrolera Argentina S.A. (sociedades fusionadas con YPF) suscribieron con la provincia de Rio Negro un Acuerdo de Renegociación a efectos de extender por el término de 10 años el plazo original de las siguientes concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento: (i) "El Medanita", "Barranca de los Loros", "Señal Picada-Punta Barda", "Bajo del Piche" en las cuales YPF es titular del 100%, hasta el 14 de noviembre de 2027; (ii) "Los Caldenes" en la cual YPF es titular del 100%, hasta el 19 de septiembre de 2036; (iii) "Estación Fernández Oro", en la cual YSUR Energía Argentina S.R.L. es titular del 100%, hasta el 16 de agosto de 2026; y (iv) "El Santiagueño" en la cual YSUR Petrolera Argentina S.A. es titular del 100%, hasta el 6 de septiembre de 2025.

El Acuerdo de Renegociación fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Rio Negro mediante Ley Provincial N° 5027 de fecha 30 de diciembre de 2014. Las empresas firmantes del Acuerdo de Renegociación asumieron, entre otros, los siguientes compromisos: (i) pago de US\$ 46 millones en concepto de Bono Fijo, (ii) aportes al desarrollo social y fortalecimiento institucional por un monto de US\$ 9,2 millones, (iii) aportes complementarios equivalentes al 3% de la producción de petróleo mensual y 3% de la producción de gas mensual, (iv) aportes anuales para capacitación, investigación y desarrollo, (v) cumplir con un plan de desarrollo e inversión mínimo, (vi) inversión para la ejecución de planes de remediación ambiental.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

- **Tierra del Fuego**

Concesiones Tierra del Fuego, Los Chorrillos y Lago 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.

Área Magallanes

Con fecha 25 de agosto de 2017 YPF suscribió un Acuerdo de Prórroga con la provincia de Tierra del Fuego (en adelante el "Acta Acuerdo") al efecto de extender el plazo original de la concesión de explotación de hidrocarburos sobre el Área Magallanes de titularidad de YPF, en la fracción correspondiente a la jurisdicción concedente de la Provincia de Tierra del Fuego, por el plazo de diez años, hasta el 14 de noviembre de 2027, en los términos del artículo 35 de la ley de Hidrocarburos N°17.319.

Asimismo, el Acta Acuerdo firmada entre YPF y la Provincia de Tierra del Fuego establece, entre otros, los siguientes puntos: (i) el pago de la suma de US\$ 7,9 millones en concepto de bono de prórroga, (ii) un compromiso de inversiones en el Área hasta el fin del plazo de la prórroga; y (iii) el pago a la Provincia de Tierra del Fuego en concepto de regalías del 15% de la producción computable de petróleo crudo y gas natural proveniente del Área, en la porción ubicada dentro de la jurisdicción, de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 59 de la ley N°17.319.

El Acta Acuerdo fue ratificada mediante Decreto Provincial N° 2.406/17 de fecha 5 de septiembre de 2017 y mediante ley provincial N° 1.178 promulgada el 19 de septiembre de 2017.

- **Estado Nacional**

El Poder Ejecutivo Nacional mediante Decisión Administrativa No. 1/2016, publicado el 8 de enero de 2016, extendió el término de la concesión de explotación en el área de Magallanes por la porción correspondiente al Estado Nacional, a partir del 14 de noviembre de 2017, por un período de 10 años, de conformidad con el Artículo 35 de la ley 17.319.

La Decisión Administrativa No. 1/2016 establece los siguientes términos y condiciones: (i) aprueba el plan de inversiones (ii) establece el pago de US\$ 12,5 millones en concepto de bono de extensión, que ha sido recurrido por YPF en cuanto a su cálculo sin definición a la fecha, y (iii) el pago de un 15 % de regalías sobre la producción de hidrocarburos conforme el Artículo 59 de la Ley No. 27.007.

29.b) Acuerdos de proyectos de inversión

- **Acuerdos para el desarrollo de áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana**

Con fecha 16 de julio de 2013 la Sociedad y subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante "Chevron") firmaron un Acuerdo de Proyecto de Inversión (el "Acuerdo LC") con el objetivo de la explotación conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia del Neuquén. El Acuerdo LC 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 las condiciones precedentes (entre las que se encontraba 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

Con fecha 10 de diciembre de 2013, la Sociedad y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron completaron exitosamente la instrumentación de la documentación pendiente para el cierre del Acuerdo LC, que permite el desembolso por parte de Chevron de la suma de US\$ 940 millones, adicionales a los US\$ 300 millones que ya desembolsara dicha empresa. A tal efecto, la Sociedad y Chevron suscribieron los contratos necesarios para instrumentar la cesión a favor de Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. ("CHNC") del 50% de la concesión de explotación Loma Campana, y los acuerdos complementarios incluyendo el contrato constitutivo de la UT y el Acuerdo de Operación Conjunta para la operación de Loma Campana en la cual YPF reviste el carácter de operador del área.

La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CHNC, pero dado que en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CHNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CHNC. Consecuentemente, según lo requerido por las NIIF, la Sociedad ha valuado su participación en CHNC al costo, el cual no es significativo, y no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015.

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 LC, se ha estipulado a favor de Chevron una prenda sobre las acciones de una afiliada de YPF que indirectamente resulta titular de la participación de YPF en CHNC.

Dentro de dicho marco y siendo YPF el operador del Área Loma Campana, las partes han celebrado un Acuerdo de Garantía, Indemnidades y Obligaciones del Proyecto, por el cual la Sociedad otorga ciertas representaciones y garantías en relación con el Acuerdo LC. 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 LC, incluyendo (a) el acuerdo de asignación de ciertos beneficios derivados del Decreto N° 929/2013 por parte de YPF a CHNC; (b) términos y condiciones para la adquisición por parte de YPF del gas natural y petróleo crudo que le corresponda a CHNC por el 50% de participación en el área Loma Campana y (c) ciertos acuerdos de asistencia técnica de Chevron en favor de YPF.

Durante abril de 2014, YPF y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron, han completado exitosamente la segunda fase del Acuerdo LC y Chevron ha confirmado su decisión de continuar en el proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área de Loma Campana, dando comienzo a la tercera fase del mismo. La duración de esta tercera fase abarca toda la vida del proyecto, hasta la terminación de la concesión de Loma Campana.

Durante los ejercicios 2017, 2016 y 2015 YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de gas y crudo por parte de YPF por 5.672, 5.912 y 3.556, respectivamente. Dichas transacciones se perfeccionarán en función de las condiciones generales y regulatorias del mercado. El saldo neto a pagar a CHNC al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 asciende a 654, 544 y 553, respectivamente.

- **Acuerdos para el desarrollo del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Nambuena**

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 – Nambuena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron. La inversión se desembolsará en dos etapas.

A tal efecto, la Sociedad y Chevron suscribieron los contratos necesarios para instrumentar la cesión a favor de Compañía de Desarrollo No Convencional S.R.L. ("CDNC"); a) del 50% de la participación en el Área del Proyecto de Exploración Nambuena; y b) del 7% del interés legal de la Concesión de Explotación de Chihuido de la Sierra Negra en Neuquén y Mendoza. No obstante, los derechos contractuales de Chevron se limitan al Área Nambuena, ya que el 100% de la producción convencional y reservas fuera del área del Proyecto y del Yacimiento Desfiladero Bayo permanecerán como propiedad de YPF. Con fecha 29 de mayo de 2015 se produjo el cierre de la primera fase del acuerdo, habiéndose perfeccionado las cesiones.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

En octubre del 2017, Chevron decidió ejecutar la segunda fase que consiste en la perforación y terminación de 43 pozos horizontales en el período 2018 – 2019. La Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CDNC, pero dado que en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes de CDNC ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en CDNC. Consecuentemente, según lo requerido por las NIIF, la Sociedad ha valuado su participación en CDNC al costo, el cual no es significativo, y no ha registrado resultado alguno por la mencionada participación durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015.

• Acuerdos para el desarrollo del área El Orejano

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

Con fecha 22 de octubre de 2015, ambas partes acordaron una adenda al Acuerdo Dow que contempla, entre otras cuestiones: (i) la ampliación del monto a desembolsar por Dow, que se incrementa en US\$ 60 millones, totalizando un monto de US\$ 180 millones, a través de un financiamiento convertible en una participación en el proyecto, a los mismos fines y efectos que los anteriores desembolsos, y (ii) la prórroga del plazo dentro del cual Dow podrá ejercer la opción de conversión, extendiéndolo hasta el 18 de diciembre de 2015. Con fecha 30 de octubre de 2015, la Sociedad recibió los montos adicionales comprometidos.

Con fecha 15 de diciembre de 2015, Dow ejerció la opción de conversión prevista en el Acuerdo Dow, por lo que YPF ha cedido el 50% de su participación en la concesión de explotación del área “El Orejano”, la cual comprende una extensión total de 45 km², en la provincia del Neuquén.

Asimismo, las partes han constituido una UT para la exploración, evaluación, explotación y desarrollo de hidrocarburos en el área “El Orejano”, la que entró en vigencia el 1° de enero de 2016 y en la cual Dow e YPF poseen el 50% de participación cada una.

• Acuerdos para el desarrollo del área Rincón del Mangrullo

Con fecha 6 de noviembre de 2013, la Sociedad y Petrolera Pampa S.A. (en adelante “Petrolera Pampa”) han firmado un acuerdo de inversión por el cual Petrolera Pampa se compromete a invertir US\$ 151,5 millones a cambio del 50% de participación en la producción de los hidrocarburos del área Rincón del Mangrullo en la Provincia del Neuquén correspondiente a la “Formación Mulichinco” (en adelante el “Área”), en la cual YPF será operador del Área.

Durante la primer fase de esta etapa, Petrolera Pampa se ha comprometido a invertir US\$ 81,5 millones para la perforación de 17 pozos y la adquisición e interpretación de aproximadamente 40 km² de sísmica 3D.

La segunda fase de inversiones contempla una inversión de US\$ 70 millones para la perforación de 15 pozos.

Al 31 de diciembre de 2015, se han completado la primera y segunda fase.

Con fecha 26 de mayo de 2015 se firmó un acuerdo complementario (la “Enmienda”) al acuerdo de inversión firmado con fecha 6 de noviembre de 2013. La Enmienda establece una participación del 50% de cada una de las partes en la totalidad de la producción, costos e inversiones para el desarrollo del Área con efecto retroactivo al 1° de enero de 2015, quedando excluidas del acuerdo únicamente las formaciones Vaca Muerta y Quintuco. Cabe aclarar que con fecha 14 de julio de 2015, se dio cumplimiento a las condiciones necesarias para la entrada en vigencia de la mencionada Enmienda.

Dichas inversiones incluyen instalaciones de superficie en el Área por US\$ 150 millones, entre las que se encuentra la primera etapa de ampliación de las instalaciones de tratamiento, llevando la capacidad actual de 2 a 4 millones de metros cúbicos por día para permitir el acondicionamiento y la evacuación de la producción futura del bloque. Asimismo, la Enmienda contempla la ampliación del compromiso de inversión de Petrolera Pampa en una tercera fase de inversión de US\$ 22,5 millones, destinados a la perforación de pozos adicionales con objetivo a la Formación Mulichinco. Esta tercera fase inició el 1° julio de 2016, cumplimentándose al 31 de diciembre de 2016 el total del desembolso acordado de US\$ 15 millones. El desembolso restante de US\$ 7,5 millones se completó durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

Adicionalmente, la Enmienda incorpora un programa exploratorio con la formación Lajas como objetivo, para el período 2015-2016. Al 31 de diciembre de 2017, el pozo exploratorio perforado durante el 2015, se encuentra en producción. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, YPF y Petrolera Pampa se encuentran definiendo las coordenadas del segundo pozo exploratorio de la etapa 1 a perforarse durante el 2018. De acuerdo a los resultados obtenidos, Pampa podrá optar por continuar con una segunda etapa de inversión con el mismo objetivo.

- **Acuerdos para el desarrollo del área La Amarga Chica**

Con fecha 28 de agosto de 2014 la Sociedad celebró un acuerdo preliminar 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 en el área La Amarga Chica, ubicada en la Provincia del Neuquén, de los cuales Petronas aportará US\$ 475 millones e YPF aportará US\$ 75 millones. YPF será el operador del área y cederá una participación del 50% de la concesión a Petronas E&P Argentina S.A. (en adelante "PEPASA"), una afiliada de Petronas. Con fecha 10 de diciembre de 2014 la Sociedad y PEPASA, celebraron el Acuerdo de Proyecto de Inversión en base a los términos establecidos en el acuerdo preliminar celebrado con Petronas.

Asimismo, las Partes firmaron los siguientes acuerdos complementarios al Acuerdo de Proyecto de Inversión: a) Acuerdo de Cesión del 50% de la concesión sobre el área La Amarga Chica; b) contrato constitutivo de la UT; c) Acuerdo de Operación Conjunta; d) Acuerdo de Cesión en Garantía; e) Acuerdo de Primera Opción para la compraventa de petróleo crudo; y f) Acuerdo de Cesión de derechos de exportación de hidrocarburos.

Adicionalmente, Petronas otorgó una garantía de pago de ciertas obligaciones financieras contraídas por PEPASA bajo el Acuerdo de Inversión.

Una vez cumplida cada fase anual del Plan Piloto y realizados los aportes correspondientes, PEPASA tendrá la opción de ejercer un derecho de salida del Acuerdo de Proyecto de Inversión mediante la entrega de su participación en la concesión y el pago de los pasivos devengados hasta su fecha de salida (sin acceso al 50% del valor de la producción neta de los pozos perforados hasta el ejercicio de su derecho de salida).

Luego de que el total de los compromisos asumidos por las partes hayan sido cumplidos en la etapa del Plan Piloto, cada una afrontará el 50% del programa de trabajo en el desarrollo del área y aportará el 50% del presupuesto según lo previsto en el Acuerdo de Operación Conjunta. El Acuerdo de Proyecto de Inversión prevé que durante las tres fases del Plan Piloto se complete un programa de adquisición y procesamiento de sísmica 3D cubriendo toda el área de la concesión, se perforen 35 pozos con objetivo a la formación Vaca Muerta (incluyendo pozos verticales y horizontales), y se construyan una serie de instalaciones de superficie con el fin de evacuar la producción del área.

Al 31 de diciembre de 2017, la fase II fue completada y se dio inicio a la fase III. Para esta tercera y última fase del Piloto en la Amarga Chica, ambas compañías contemplan la perforación de 10 pozos horizontales y la construcción de nuevas obras e instalaciones para transportar la producción de shale oil que se obtiene en el área. El compromiso de inversión conjunta en esta tercera fase del Piloto asciende a los US\$ 192,5 millones. Se estima que esta fase finalizará en el tercer trimestre del año 2018. Luego de la finalización de esta última fase, las Partes estarán en condiciones de decidir el inicio del desarrollo completo del área.

- **Otorgamiento de concesión de explotación en el bloque Lindero Atravesado - Neuquén**

Con fecha 10 de julio de 2015, la Provincia de Neuquén acordó otorgar a ambos socios Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina) e YPF en función de sus porcentajes de participación (62,5% y 37,5%, respectivamente) en la UT "Lindero Atravesado", una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos por el término de 35 años de acuerdo a lo dispuesto por los artículos 27 bis, 35(b) y concordantes de la Ley 17.319 y su modificatoria 27.007. Como condición del otorgamiento de dicha concesión, los concesionarios se comprometieron a llevar adelante un programa Piloto de Desarrollo No Convencional de tight gas en un plazo no mayor a 4 años contado a partir del 1° de enero de 2015, el cual contará con una inversión de US\$ 590 millones. Con fecha 16 de julio de 2015, este acuerdo fue aprobado bajo Decreto 1540/2015 emitido por la Provincia de Neuquén.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

- **Extensión del contrato de UT del área Magallanes**

Con fecha 17 de noviembre de 2014, Enap Sipetrol Argentina S.A. ("ENAP") realizó una oferta a YPF, que YPF aceptó, en virtud de la cual se extendieron los derechos y obligaciones de ENAP en el Contrato de UT del área Magallanes, hasta la finalización de la extensión de la concesión, manteniendo ENAP el 50% de participación y continuando como Operador. La concesión del área incluye tres jurisdicciones: Santa Cruz, Estado Nacional y Tierra del Fuego. Como contraprestación por dicha extensión, ENAP acordó pagar a YPF, o invertir en la UT por cuenta y orden de YPF, la suma de US\$ 100 millones. El Acuerdo establece además, la obligación de acordar lo que denominan el "Proyecto Incremental" antes del 15 de septiembre de 2015. El Proyecto Incremental fue aprobado en un comité operativo en fecha 10 de septiembre de 2015 y fue ratificada su aprobación por parte de YPF en fecha 20 de octubre de 2015. Sin perjuicio de ello, ENAP tiene el derecho de retirarse en cualquier momento del Proyecto Incremental, sin derecho a compensación o devolución alguna, incluyendo la Contraprestación y las regalías que hubiera pagado hasta el momento de la terminación.

- **Acuerdo celebrado entre YPF y la sociedad fusionada YSUR Energía Argentina S.R.L., la Provincia del Neuquén y Gas y Petróleo del Neuquén S.A. ("GyP")**

Con fecha 17 de octubre de 2016, YPF e YSUR Energía Argentina S.R.L. (sociedad fusionada con YPF), la Provincia del Neuquén y GyP, suscribieron un acuerdo mediante el cual en el marco de las Leyes N° 17.319, 24.145, 26.197, 26.741 y 27.007 y demás legislación vigente aplicable a la materia, han acordado, con la posterior aprobación del Acuerdo mediante el Decreto N° 1431/2016 del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén y la ratificación por Ley Provincial 3030/2016, lo siguiente:

- En relación a las áreas "Pampa de las Yeguas I" y "La Ribera I y II", la reconversión de los contratos con GyP en concesiones de explotación con objetivo no convencional sin participación de GyP, con el plazo asociado de 35 años, en los términos de la Ley N° 27.007. El compromiso total de inversión de YPF y sus socios asociado al otorgamiento de las concesiones antes mencionadas asciende a US\$ 220 millones, de los cuales US\$ 170 millones corresponden a la participación de YPF.
- En relación a las áreas "La Amarga Chica", "Bajada de Añelo" y "Bandurria Sur", la extensión de los plazos para la ejecución de los pilotos hasta el plazo máximo de 5 años conferido en virtud de la Ley N° 27.007.
- En relación a las áreas "Aguada de Castro", "Bajo del Toro", "Cerro Arena", "Cerro Las Minas", "Chasquivil", "Las Tacanas", "Loma del Molle", "Pampa de las Yeguas II" y "Salinas del Huitrín", la reconversión de los contratos con GyP en permisos de exploración con objetivo no convencional sin participación de GyP, con el plazo asociado de 4 años, en los términos de la Ley N° 27.007, restituyéndose parcialmente superficie en algunas de las áreas mencionadas. El compromiso total de actividad asociado al otorgamiento de los permisos antes mencionados implicará una inversión de YPF y sus socios estimada en US\$ 232 millones, de los cuales US\$ 155 millones corresponden a la participación de YPF.
- Por último, se restituye el total de su participación a GyP en las áreas "Cerro Avispa", "Cerro Partido", "Loma del Mojón", "Los Candeleros", "Santo Domingo I", "Santo Domingo II", "Cortadera", "Huacalera", "Buta Ranquil I", "Buta Ranquil II", "Rio Barrancas", "Chapúa Este", "Corralera" y "Mata Mora".
- Como contraprestación por el otorgamiento de los permisos, concesiones y extensión de los plazos para la ejecución de los pilotos, que YPF pague a la Provincia la suma de US\$ 30 millones, monto que será restituido parcialmente a YPF por los socios.

Con fecha 25 de noviembre de 2016 se emitieron los Decretos N° 1732/2016 y 1733/2016 que otorgan los permisos de exploración, las concesiones de explotación y la extensión de los plazos contemplados en el Acuerdo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

- **Acuerdo para el desarrollo del área Bajada de Añelo**

Con fecha 23 de febrero de 2017, YPF celebró un acuerdo preliminar con O&G Developments Ltd. S.A. (en adelante, "O&G"), una afiliada de Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A., por medio del cual YPF y O&G acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil y shale gas en dos fases, con una inversión conjunta de US\$ 305,8 millones en el área Bajada de Añelo, Provincia del Neuquén, de los cuales O&G aportará el 97,6% e YPF el 2,4%, siendo O&G el operador del área.

Con fecha 12 de mayo de 2017, luego de cumplidas las condiciones precedentes, YPF y O&G han celebrado el Acuerdo de Cesión del 50% de la concesión que contempla el desarrollo conjunto de un programa de trabajo (el "Programa de Trabajo") en dos fases con la inversión conjunta mencionada anteriormente. Durante la primera fase del Programa de Trabajo, que tendrá una duración máxima de 30 meses, O&G aportará un total de US\$ 222,6 millones e YPF aportará US\$ 7,4 millones. Los restantes US\$ 75,8 millones serán aportados por O&G durante la segunda fase del Programa de Trabajo.

Con fecha 18 de agosto de 2017 mediante Decreto Provincial 1360/17 se aprobó la cesión de participación de YPF a favor de O&G y la cesión en garantía a favor de YPF. Dicha garantía se encontrará vigente hasta el cumplimiento por parte de O&G de todas sus obligaciones bajo el Acuerdo de Cesión.

Una vez finalizada la primera fase del Programa de Trabajo, O&G tendrá la opción de salir del mencionado programa mediante la devolución de su participación en la concesión y el pago de los pasivos devengados hasta su fecha de salida. Luego de que el total de los compromisos asumidos por las Partes hayan sido cumplidos en la etapa del Programa de Trabajo, cada una aportará su 50% del presupuesto para el desarrollo del área según lo previsto en el acuerdo de operación.

- **Subdivisión del Bloque Bandurria - Neuquén**

Con fecha 16 de julio de 2015, la Provincia de Neuquén, mediante el dictado de los decretos N° 1536/2015 y 1541/2015 aprobó la subdivisión del bloque Bandurria (465,5 km²) otorgando el 100% del área denominada "Bandurria Norte" (107 km²) a Wintershall Energía S.A., el 100% del área denominada "Bandurria Centro" (130 km²) a Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina) y el 100% del área denominada "Bandurria Sur" (228,5 km²) a YPF, otorgándosele a YPF una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos sobre el área Bandurria Sur, con una vigencia de 35 años, habiéndose asumido el compromiso de un piloto a ser realizado en el plazo de 3 años con una inversión asociada de US\$ 360 millones.

- **Acuerdo para el desarrollo del área Bandurria Sur**

Con fecha 12 de abril de 2017, YPF celebró un acuerdo preliminar con Schlumberger Oilfield Eastern Ltd. (en adelante "SPM"), una afiliada de Schlumberger Argentina S.A., por medio del cual YPF y SPM acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo conjunto de un piloto de shale oil en dos fases, con una inversión total de US\$ 390 millones en el área Bandurria Sur (en adelante el "Área"), ubicada en la Provincia del Neuquén, de los cuales SPM aportará el 100%. Con fecha 11 de octubre de 2017, YPF celebró los acuerdos definitivos con SPM. YPF continúa siendo el operador del Área y SPM adquirió el derecho a una participación del 49%, conservando YPF el derecho al 51% restante.

- **Acuerdo para la cesión de participación en el Bloque Llancanelo**

Con fecha 18 de abril de 2017, YPF celebró un acuerdo preliminar de términos y condiciones no vinculantes con Patagonia Oil Corp. ("Patagonia"), una empresa afiliada de PentaNova Energy Corp., por medio del cual Patagonia adquirirá un 11% de participación de YPF en el Bloque Llancanelo, ubicado en la Provincia de Mendoza, por un precio total de US\$ 40 millones, manteniendo YPF un 50% de participación en dicho Bloque. Asimismo, ambas compañías acordaron los principales términos y condiciones para el desarrollo de un proyecto piloto de crudos pesados en el mismo Bloque con una inversión total de US\$ 54 millones durante los próximos 36 meses (en adelante, el "Proyecto"), donde YPF será la operadora y Patagonia aportará su expertise en crudos pesados.

Con fecha 22 de noviembre de 2017 YPF y Alianza Petrolera Argentina S.A., una afiliada de Patagonia y PentaNova Energy Corp ("Alianza"), suscribieron el acuerdo de cesión en los términos descritos anteriormente (el "Acuerdo de Cesión"). La inversión del Proyecto correspondiente a la participación de YPF será abonada por Alianza como parte de pago del precio.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

Una vez cumplidas las condiciones precedentes para la entrada en vigencia del Acuerdo de Cesión, entre las que se encuentra la aprobación regulatoria pertinente por parte de las autoridades de la Provincia de Mendoza, se dará inicio al Proyecto.

Luego de que el total de los compromisos de inversión asumidos por Alianza en el Acuerdo de Cesión hayan sido cumplidos, el presupuesto para el desarrollo del área será aportado por ambas partes según su porcentaje de participación en la concesión de explotación, de conformidad con lo previsto en el acuerdo de operación conjunta del área.

• Acuerdo de exploración en el Bloque Charagua (Bolivia)

Con fecha 26 de julio de 2017, se firmó la protocolización del contrato con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ("YPFB") originalmente firmado en enero de 2017, para iniciar los trabajos de exploración en Charagua, Bolivia, en un bloque que cuenta con un potencial en recursos de gas natural, estimado en 2,7 TCF (trillones de pies cúbicos). Asimismo, se presentó el plan de actividades de exploración y explotación en territorio boliviano.

Durante el mes de octubre de 2017 se acordaron los términos para la cesión a favor de YPFB Chaco S.A. del 40% sobre el Contrato de Servicios suscripto con YPFB para la exploración del bloque. Con fecha 20 de diciembre de 2017 YPFB aprobó el Programa y Presupuesto de trabajo por el período 2017-2018 por el Bloque Charagua. Adicionalmente, el 25 de enero de 2018 se suscribió el acuerdo de cesión. Aún resta la aprobación formal de la Asamblea Legislativa del Estado Plurinacional de Bolivia, para que la misma sea efectiva.

De efectuarse el descubrimiento comercial esperado, se conformará una Sociedad de Economía Mixta entre YPFB, YPF E&P (subsidiaria indirecta de YPF) y Chaco, con una participación accionaria de 51%, 29,4% y 19,6%, respectivamente.

• Acuerdo para la explotación de las áreas Aguada Pichana y Aguada de Castro

Con fecha 17 de julio de 2017, mediante Decreto N° 1178/17 del Poder Ejecutivo Provincial entraron en vigencia los acuerdos celebrados con fecha 13 de julio del 2017 entre YPF, Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina) ("PAE"), Total Austral S.A. (Sucursal Argentina) ("TOTAL"), Wintershall Energía S.A. ("WIAR") y la Provincia del Neuquén, en virtud de los cuales se acordó:

- (i) la división del área Aguada Pichana en dos nuevas áreas "Aguada Pichana Este" ("APE") y "Aguada Pichana Oeste" ("APO"); con una superficie de 761 km² (629 km² netos perforables) y 605 km² (443 km² netos perforables), respectivamente y el otorgamiento de dos Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos; comprometiéndose las Partes a realizar un programa piloto de 20 pozos por una suma aproximada de US\$ 300 millones en APE y 11 pozos por una suma aproximada de US\$ 150 millones en APO; y
- (ii) el otorgamiento de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos en el área Aguada de Castro ("ACA"), que posee una superficie de 163 km²; comprometiéndose las Partes a realizar un programa piloto de 3 pozos por una suma aproximada de US\$ 50 millones.

En función de los resultados técnico-económicos de los programas piloto y del otorgamiento de los beneficios del Programa de Estímulo previsto por la Resolución MINEM N°46-E/2017, el monto total estimado de las inversiones en virtud de los Acuerdos, incluyendo lo ya erogado y las inversiones comprometidas, alcanzaría la suma aproximada de US\$ 1.200 millones.

La operación en APE estará a cargo de TOTAL y la operación en APO y ACA estará a cargo de PAE.

Una vez efectivizados los mencionados Acuerdos y cumplidas las condiciones precedentes, las modificaciones en las participaciones de YPF serán en los siguientes términos:

- (i) En el área APE la participación de YPF será de 22,50%, lo que implica respecto de la participación actual la venta de un 4,77% de participación.
- (ii) En el área APO la participación de YPF será de 30%, lo que implica respecto de la participación actual la compra de un 2,73% de participación.
- (iii) En el área ACA la participación de YPF será de 30%, lo que implica respecto de la participación actual la venta de un 20% de participación en ACA.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

En relación a ii) y iii), con fecha 15 de noviembre de 2017 se constituyó la UT "Aguada de Castro y Aguada Pichana Oeste", que unificará las áreas APO y ACA, donde YPF poseerá una participación del 30%, una vez cumplidas las condiciones precedentes.

Sin perjuicio de las modificaciones en las participaciones antes referidas, la totalidad de los activos existentes, incluyendo la producción de los pozos existentes y cualquier desarrollo futuro que no se encuentre asociado a la formación Vaca Muerta, no sufrirá modificaciones en cuanto a la participación de las Partes.

La firma de los Acuerdos implica un intercambio de participaciones en las áreas por el cual YPF recibirá US\$ 52,3 millones a través de aportes de inversión.

- **Acuerdo para la explotación del área Bajo del Toro**

Con fecha 25 de agosto de 2017, YPF celebró un acuerdo preliminar con Statoil Holding Netherlands B.V. (en adelante "Statoil"), por medio del cual acordaron los principales términos y condiciones para la exploración y eventual desarrollo conjunto en dos fases del área Bajo del Toro (en adelante el "Área"), ubicada en la Provincia del Neuquén.

Con fecha 17 de enero de 2018 YPF y Statoil han celebrado los acuerdos definitivos (en adelante los "Acuerdos Definitivos") para la exploración y eventual desarrollo conjunto del Área. A través de los Acuerdos Definitivos, se instrumentó la cesión del 50% del permiso de exploración sobre el Área a favor de Statoil. YPF continuará siendo el operador del Área y conservará, directa e indirectamente, el 50% de participación restante en el permiso.

Los Acuerdos Definitivos contemplan el desarrollo conjunto de un programa de trabajo en dos fases (el "Programa de Trabajo"). Durante la primera fase, las Partes realizarán dos pozos horizontales y durante la segunda fase realizarán seis pozos horizontales y la correspondiente infraestructura asociada a los pozos. Como pago del precio, Statoil abonará a YPF US\$ 30 millones al momento del cumplimiento de las condiciones precedentes establecidas en los Acuerdos Definitivos y luego, adicionalmente, aportará el 100% de los costos e inversiones que demande el Programa de Trabajo y el eventual desarrollo del Área hasta la suma de US\$ 270 millones.

Una vez finalizadas las actividades correspondientes a la primera fase del Programa de Trabajo, Statoil tendrá la opción de retirarse del proyecto mediante la devolución de su participación en el permiso y el pago de los pasivos devengados hasta su fecha de salida. En caso que Statoil no ejerciera dicho derecho de salida, una vez finalizadas las actividades correspondientes a la segunda fase del Programa de Trabajo tendrá nuevamente la opción de salir del proyecto en las mismas condiciones descriptas.

La entrada en vigencia de los Acuerdos Definitivos se encuentra sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, las que refieren principalmente a la autorización por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén de la cesión de participación prevista en dichos acuerdos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



29. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

29.c) Compromisos contractuales

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

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

El Grupo se encuentra comprometido con terceras partes a través de contratos comerciales a comprar bienes y servicios (tales como gas licuado de petróleo, electricidad, gas, petróleo y vapor) que al 31 de diciembre de 2017 ascienden a 54.466. En adición a los compromisos por extensión de concesiones previamente mencionados, existen compromisos exploratorios y compromisos de inversión y gastos hasta la finalización de algunas de las concesiones que ascienden a 228.860 al 31 de diciembre de 2017.

29.d) Compromisos de arrendamientos operativos

Al 31 de diciembre de 2017, los principales contratos en los que el Grupo es arrendatario corresponden a:

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

Los cargos por los contratos mencionados precedentemente por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 ascendieron a aproximadamente 7.667, 7.612 y 7.364 respectivamente, correspondiendo 2.306, 1.698 y 746 a pagos mínimos y 5.361, 5.914 y 6.618 a cuotas contingentes y han sido imputados a las líneas "Alquileres de inmuebles y equipos" y "Contrataciones de obra y otros servicios" en el estado de resultados integrales.

Al 31 de diciembre de 2017, los pagos futuros estimados relacionados con estos contratos son:

	Hasta 1 año	De 1 a 5 años	A partir del 6° año
Pagos futuros estimados.....	5.480	4.265	504

29.e) Garantías otorgadas

Al 31 de diciembre de 2017, en relación al cumplimiento de obligaciones de subsidiarias, YPF ha emitido garantías bancarias por un valor aproximado a US\$ 26 millones y ha asumido otros compromisos por un valor aproximado de US\$ 42 millones.

Adicionalmente, ver Nota 29.b para una descripción de la transacción celebrada con Chevron; y ver Nota 16 para una descripción de los préstamos financieros y ON garantizados con flujos de fondos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS

30.a) Nueva Ley de Hidrocarburos

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la Ley N° 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos N° 17.319. Los aspectos más relevantes de la nueva ley son los siguientes:

- Respecto de los permisos de exploración distingue entre aquellos que tengan objetivo convencional y no convencional y las exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
- Respecto de las concesiones, se prevén tres tipos de concesiones, de explotación convencional, de explotación no convencional, y de explotación en la plataforma continental y mar territorial, estableciendo los plazos para cada uno de los tipos.
- Se adecuaron los plazos de las concesiones de transporte de hidrocarburos a los plazos para las concesiones de explotación.
- En materia de regalías, se establece un máximo de un 12% pudiendo llegar a un 18% en el caso de prórrogas otorgadas, en los cuales la ley también establece el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.
- Se establece la extensión al régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (Decreto N° 929/2013) para los proyectos que representen una inversión directa en moneda extranjera no menor a US\$ 250 millones, ampliando los beneficios para otro tipo de proyectos.
- Se establece la reversión y transferencia de los permisos y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costas afuera nacionales respecto de las cuales no existan contratos de asociación suscriptos con ENARSA a la Secretaría de Energía de la Nación.

30.b) Régimen de Soberanía Hidrocarburífera – Decreto N° 1.277/2012

Con fecha 25 de julio de 2012 se publicó el Decreto N° 1.277/2012 reglamentario de la Ley N° 26.741, constituyendo las disposiciones allí establecidas el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. Entre otros, el decreto mencionado establece: la creación de un Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; la creación de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (la “Comisión”) quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su Plan Anual de Inversiones, incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda.

Asimismo, deberán informar sus planes en materia de mantenimiento y aumento de reservas, incluyendo: a) su plan de inversiones en exploración; b) su plan de inversiones en recuperación primaria de reservas; y c) su plan de inversiones en recuperación secundaria de reservas, el cual será analizado por la Comisión; la Comisión adoptará las medidas de promoción, fomento y coordinación que estime necesarias para el desarrollo de nuevas refinerías en el Territorio Nacional, que permitan garantizar el crecimiento de la capacidad de procesamiento local de acuerdo a las metas y exigencias del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; en materia de precios, y según lo dispone el Decreto, a los fines de asegurar precios comerciales razonables, la Comisión establecerá los criterios que regirán las operaciones en el mercado interno. Asimismo, publicará precios de referencia de cada uno de los componentes de los costos y precios de referencia de venta de hidrocarburos y combustibles, los cuales deberán permitir cubrir los costos de producción atribuibles a la actividad y la obtención de un margen de ganancia razonable.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

El incumplimiento de las disposiciones del Decreto y normas complementarias podrá dar lugar a las siguientes sanciones: multa; apercibimiento, suspensión o eliminación del registro a que se refiere el artículo 50 de la Ley N° 17.319; nulidad o caducidad de las concesiones o permisos. A su vez, el mencionado decreto deroga aquellas disposiciones de los Decretos N° 1055/1989, 1212/1989 y 1589/1989 que establecían, entre otras cuestiones, el derecho a la libre disponibilidad de la producción de hidrocarburos.

Con fecha 29 de diciembre de 2015, el PEN dictó el Decreto N° 272/2015 por el cual se resolvió la disolución de la Comisión y el Reglamento dictado para su funcionamiento; disponiendo asimismo que las competencias asignadas a la mencionada Comisión sean ejercidas por el MINEM.

30.c) Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos – Decreto N° 929/2013

Mediante el Decreto N° 929/2013 se dispone la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (el “Régimen Promocional”), tanto convencionales como no convencionales, el que será de aplicación en todo el territorio de la República Argentina. Podrán solicitar su inclusión en el Régimen Promocional los sujetos inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que sean titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos, que presenten ante la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas creada por el Decreto N° 1.277/2012 un “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” que implique la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a un monto de US\$ 1.000 millones calculada al momento de la presentación del “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” y a ser invertidos durante los primeros cinco años del proyecto (este monto fue modificado por la posterior Ley 27.007 a US\$ 250 millones). Dentro de los beneficios establecidos para los sujetos alcanzados por el Régimen Promocional se destacan: i) gozarán, en los términos de la Ley N° 17.319, a partir del quinto año contado desde la puesta en ejecución de sus respectivos “Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos, con una alícuota del cero por ciento de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables; ii) tendrán la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de los hidrocarburos mencionados en el punto precedente, siempre que el “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” aprobado hubiera implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos US\$ 1.000 millón y según se menciona precedentemente; iii) se establece que, en los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del artículo 6° de la Ley N° 17.319, los sujetos incluidos en el Régimen Promocional gozarán, a partir del quinto año contado desde la aprobación y puesta en ejecución de sus respectivos “Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos”, del derecho a obtener por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en dichos Proyectos susceptible de exportación de acuerdo a lo previsto en lo mencionado anteriormente, un precio no inferior al precio de exportación de referencia a efectos de cuya determinación no se computará la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

30.d) Regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos

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

Adicionalmente, la Resolución N° 1/2013, del 3 de enero de 2013 y la Resolución N° 803/2014 del 21 de octubre de 2014 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, modificó los precios de referencia y valores de corte. Con fecha 29 de diciembre de 2014 la Resolución N° 1.077/2014 estableció la derogación de la Resolución N° 394/2007 y sus modificatorias, fijando un nuevo esquema de retenciones basado en el Precio Internacional del crudo (“PI”), el cual se calcula sobre la base del “Valor Brent” aplicable al mes de exportación menos ocho dólares estadounidenses por barril (8,0 US\$/bbl). Dicho régimen establecía una alícuota general nominal del 1%, en la medida que el PI estuviera por debajo de 71 US\$/bbl. Adicionalmente, la Resolución establecía una alícuota variable creciente para la exportación de petróleo crudo, en la medida que el PI supere los 71 US\$/bbl, por la cual el productor cobraba un valor máximo de aproximadamente US\$ 70 por barril exportado, dependiendo de la calidad de crudo vendido. Asimismo, la Resolución establecía alícuotas variables crecientes de retención para las exportaciones de gasoil, naftas, lubricantes y otros derivados del petróleo cuando el PI superaba los 71 US\$/bbl con fórmulas que permiten al productor percibir parte de ese mayor precio.

Asimismo, en marzo de 2008, la Resolución N° 127/2008 del MEP elevaba la alícuota de retención a las exportaciones de gas natural, equivalente al 100% del precio más alto establecido en contratos de importación de gas natural, como asimismo establecía un sistema de retenciones variables para el gas licuado de petróleo similar al que establecía la Resolución N° 394/2007. En febrero de 2015, la Resolución 60/2015 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas modificó los valores de referencia de la Resolución N° 127/2008, llevando además la alícuota del derecho de exportación del 45% al 1% si el PI fuera inferior al valor de referencia.

No obstante lo mencionado precedentemente, al vencimiento de los 5 años estipulados en la Ley 26.732, el cual operó el 7 de enero de 2017, no se ha prorrogado el derecho a la exportación de hidrocarburos creado por el artículo 6° de la Ley N° 25.561.

30.e) Requerimientos regulatorios de hidrocarburos líquidos

La Resolución SE N° 1.679/2004 reinstaló el registro de operaciones de exportación de gasoil y petróleo crudo creado por el Decreto del Poder Ejecutivo N° 645/2002, y ordenó a los productores, comercializadores, compañías refinadoras y cualquier otro agente del mercado que estuviere interesado en exportar gasoil o petróleo crudo a que registren esa operación y prueben que la demanda interna se encuentra satisfecha y que han ofrecido al mercado local el producto a ser exportado. Asimismo, la Resolución SE N° 1.338/06 incorporó otros productos hidrocarburiíferos al régimen de registro creado por el Decreto N° 645/2002, incluyendo nafta, fuel oil y sus mezclas, diesel oil, aerokerosene o jet fuel, asfaltos, ciertos petroquímicos, ciertos lubricantes, coque y derivados para uso petroquímico. La Resolución N° 715/2007 de la Secretaría de Energía facultó al Director Nacional de Refinación y Comercialización a determinar las cantidades de gasoil que serán importadas por cada compañía, en períodos determinados del año, para compensar las exportaciones de productos incluidos bajo el Régimen de la Resolución N° 1.679/2004; el cumplimiento de esta obligación de importar gasoil es necesario para obtener autorización para exportar los productos incluidos bajo el Decreto N° 645/2002.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

A su vez, se han dictado ciertas disposiciones regulatorias que obligan al abastecimiento del mercado interno de hidrocarburos, al cual se encuentran subordinadas las exportaciones de los mismos. Una de estas disposiciones corresponde a la Resolución N° 25/2006, emitida con fecha 11 de octubre de 2006 por la Secretaría de Comercio Interior, mediante la cual se requiere a las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas cubrir la demanda de gas oil en todo el territorio de la República Argentina. Para ello, requiere respetar como mínimo, los volúmenes abastecidos en igual mes del año inmediato anterior, más la correlación positiva existente entre el incremento de la demanda de gas oil y el incremento del Producto Bruto Interno, acumulada a partir del mes de referencia. La comercialización citada deberá efectuarse sin que se altere, perjudique o distorsione el funcionamiento del mercado de gas oil.

Además, la Resolución N° 168/2004 requiere que las compañías que intentan exportar GLP obtengan primero la autorización de la Secretaría de Energía, demostrando que la demanda local ha sido satisfecha o que se ha hecho una oferta de venta de GLP en el mercado local y ésta fue rechazada.

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

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.

- **Acuerdo de precios entre productores y refinadores de crudo**

En enero de 2017, los productores y refinadores de petróleo llegaron a un acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarburífera argentina, en el cual se estableció un sendero propuesto de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno, con el objetivo de alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017. No obstante lo mencionado previamente, el acuerdo preveía la potestad de cualquiera de las partes para abandonar el acuerdo durante su período de vigencia, estando también el mismo supeditado al cumplimiento de determinadas variables como ser el tipo de cambio o precio del crudo Brent dentro de determinados parámetros establecidos. Durante el último trimestre de 2017, el acuerdo de precios se suspendió en virtud de que el mismo consideraba esta suspensión en caso que el precio internacional promedio de 10 días superara al precio local, aunque establece que puede restablecerse en caso que el precio promedio del crudo Brent se posicione por debajo del precio local por más de 10 días.

Desde entonces, los actores del mercado –productores y refinadores- pasaron a acordar libremente los precios domésticos del petróleo, en general con validez mes calendario y ligados al benchmark internacional Brent, manteniéndose límites relativos al tipo de cambio Peso/US\$ y al propio valor del Brent, en función de la capacidad de traslado de su precio (expresado en US\$/Bbl) a los precios de los productos que de éste se obtienen -básicamente combustibles (expresados en Peso/unidad)- para su comercialización en el mercado.

30.f) Programas de incentivo a la producción y refinación de hidrocarburos líquidos

- **Programas Refinación Plus y Petróleo Plus**

El Decreto N° 2.014/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversiones y Servicios Públicos emitido el 25 de noviembre de 2008, creó los programas “Refinación Plus” y “Petróleo Plus” para incentivar (a) la producción de gasoil y naftas y (b) la producción de petróleo y el incremento de reservas a través de nuevas inversiones en exploración y producción. Los mismos dan derecho a las compañías de refinación que emprendan la construcción de una nueva refinería o la expansión de su capacidad de refinación y/o conversión y a las compañías productoras que incrementen su producción y reservas de acuerdo a los objetivos del programa, a recibir créditos fiscales sobre aranceles de exportación. A efectos de ser beneficiarios de ambos programas, los planes de las compañías deben ser aprobados por la Secretaría de Energía.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

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

Mediante el Decreto N° 1330/2015 de fecha 6 de julio de 2015 se dispuso dejar sin efecto el Programa "Petróleo Plus" creado por el Decreto N° 2.014 de fecha 25 de noviembre de 2008.

- **Programa de estímulo a la producción de crudo**

Con fecha 3 de febrero de 2015 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina, el texto de la Resolución N° 14/2015 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, la cual crea el Programa de Estímulo a la Producción de Crudo para el año 2015, consistente en una compensación económica a favor de las empresas beneficiarias, pagadera en pesos, por un monto equivalente de hasta tres dólares por barril, por la producción total de cada empresa que resulte beneficiaria, siempre y cuando su producción trimestral de crudo sea mayor o igual a la producción tenida por base para dicho programa. Se define como producción base a la producción total de petróleo crudo de las empresas beneficiarias correspondiente al cuarto trimestre de 2014, expresada en términos de barriles diarios. Aquellas empresas beneficiarias que, una vez abastecida la demanda de todas las refinerías habilitadas para operar en el país, destinen parte de su producción al mercado externo, podrán recibir una compensación económica adicional de dos o tres dólares por barril de petróleo crudo exportado, dependiendo del nivel de volumen de exportación alcanzado.

30.g) Requerimientos regulatorios de gas natural

- **Mecanismos de asignación de la demanda de gas natural**

Resolución SE N° 599/2007 - Resolución ENARGAS N° 1410/2010

La Resolución SE N° 599/2007 (la "Resolución") del 14 de junio de 2007 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") y tenía por objeto 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 debían abastecer parte de la Demanda Prioritaria en base a ciertos porcentajes determinados por cada productor en función de su participación en la producción de los años anteriores. Considerando que la Resolución preveía la continuidad de las herramientas regulatorias de afectación de exportaciones, YPF recurrió la misma y aclaró expresamente que la firma del Acuerdo 2007-2011 no significaba el reconocimiento de la validez de dicha normativa.

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 aprobaba un "Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas" que implementaba 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. En virtud de este procedimiento las Distribuidoras quedaban 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. La Sociedad recurrió sin éxito la validez de la Resolución N° 1410/2010. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, esta Resolución no ha sido derogada.

Resolución MINEM N° 89/2016 - Resolución ENARGAS I - 3833 /16 - ENARGAS N° 4.502/17

Con fecha 1° de junio de 2016, el MINEM publicó la Resolución N° 89 mediante la cual:

- Se instruyó al ENARGAS para que elabore un procedimiento que modifique y complemente el establecido en las Resoluciones ENARGAS N° 716/1998 y 1.410/2010 en el que se establezcan las condiciones de operación diaria de los Sistemas de Transporte y Distribución.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- b) Se dispuso los volúmenes que podrán solicitar las Distribuidoras para abastecer la demanda prioritaria y fija que en caso de contratar con un Productor el gas natural con dicho destino, se reducirá el requerimiento de gas natural a dicho productor en el marco de la Resolución 1.410/2010 en la medida del volumen contratado.

Conforme esta Resolución, con fecha 5 de junio de 2016 se dicta la Resolución ENARGAS I/3.833 mediante la cual se aprueba el "Procedimiento Complementario para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas".

El objetivo del Procedimiento es establecer el mecanismo de transición y criterios de aplicación para la administración del despacho de gas natural para preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución priorizando el consumo de la Demanda Prioritaria ante situaciones de crisis de abastecimiento y/o de emergencias que pongan en riesgo la normal prestación del servicio público de gas natural o que puedan afectar la prestación de otro servicio público.

El nuevo Procedimiento establece que cada día las Prestadoras del Servicio de Distribución solicitarán en los sistemas informáticos de programación de las Transportadoras para el día operativo n+1, con primera prioridad, el gas natural necesario para abastecer la Demanda Prioritaria, en base a su estimación de consumo y conforme a la capacidad de transporte contratada y sus acuerdos de abastecimiento.

La confirmación de gas natural en los PIST para Demanda Prioritaria tendrá prioridad sobre otros segmentos. Las confirmaciones de gas para segmentos distintos de la Demanda Prioritaria mantendrán la prioridad de confirmación establecida por el Productor en los respectivos contratos con los consumidores directos (o Comercializadores), las cuales serán informadas a las Prestadoras del Servicio de Transporte y Distribución.

La nominación de transporte de cada Prestadora del Servicio de Distribución deberá dar prioridad al abastecimiento de su Demanda Prioritaria por sobre cualquier otro usuario de esa Prestadora.

Las Prestadoras del Servicio de Transporte y Distribución que verifiquen que la capacidad de transporte no es suficiente para abastecer Demanda Prioritaria deberá convocar al Comité de Emergencia, presidido por el presidente del ENARGAS, quien arbitrará los medios para asignar los volúmenes en la situación de emergencia.

Con fecha 6 de junio de 2017 se dictó la Resolución ENARGAS N° 4.502/17 mediante la cual se aprobó el Procedimiento para la administración del despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia ("CEE"), que modifica el procedimiento para la solicitud de entregas y confirmaciones de gas que fuera aprobado por la Resolución ENARGAS N° 3.833/16 y dispone medidas y criterios a ser adoptados en situación de crisis de abastecimiento de la Demanda Prioritaria de Gas Natural declarada por las Transportistas, Distribuidoras o el ENARGAS.

Entre dichas medidas, se dispone que el CEE o (en caso de no ponerse de acuerdo el CEE) el ENARGAS, definirán la forma en que se abastecerá la Demanda Prioritaria considerando las cantidades de gas natural disponibles en cada cuenca por cada productor y descontando las cantidades que estén contratadas para abastecer la Demanda Prioritaria.

Bases y Condiciones para la Distribución de Gas Natural por Redes

En el marco del proceso de normalización del sector de la energía, el MINEM convocó a los productores de gas natural (entre ellos YPF) y a ENARSA a fin de que establezcan condiciones básicas que sirvan de marco para los acuerdos de suministro que celebren para la distribución de Gas Natural por Redes a partir del 1° de enero de 2018. En la convocatoria, el MINEM informó que ante la finalización del período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 con relación a la emergencia pública iniciado en 2002, vuelve a tomar plena vigencia la Ley N° 24.076 la cual prevé que el precio de los acuerdos de suministro del gas natural será aquel que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda.

En este sentido, con fecha 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural (entre ellos YPF) y ENARSA, a instancias del MINEM, suscribieron las "Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes" (las "Bases y Condiciones").

Las Bases y Condiciones establecen las pautas básicas para garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las Distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales. Asimismo, establecen la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, lo cual se da dentro del período de vigencia de las Bases y Condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019 considerado el "período de transición" hasta la normalización antes indicada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Dentro de los lineamientos establecidos en las Bases y Condiciones se destaca el reconocimiento del derecho a trasladar a la tarifa que pagan los usuarios y consumidores el costo de adquisición de gas; establece los volúmenes disponibles que cada productor y por cada cuenca deberá poner a disposición diariamente a las distribuidoras para cada mes, quienes podrán manifestar su ausencia de interés antes de determinada fecha prevista en las Bases y Condiciones; establece penalidades ante incumplimientos para cualquiera de las partes respecto a su obligación de entregar gas o tomar el mismo; establece los precios del gas para cada cuenca para los próximos dos años, en dólares estadounidenses, pudiendo las partes fijar precios inferiores a los establecidos conforme las negociaciones libres aplicables; establece pautas de pago de las compras efectuadas por las Distribuidoras a los productores; ENARSA asume la obligación de abastecer la demanda correspondiente a áreas alcanzadas por los subsidios de consumos residenciales de gas contemplados en el artículo 75 de la Ley 25.565 (correspondientes a las zonas de menor precio de gas residencial cobrado a usuarios y consumidores), durante el período de transición.

Las Bases y Condiciones constituyen los términos y condiciones a considerar en las negociaciones de los respectivos acuerdos particulares, sin que ello pueda interpretarse como una obligación. Adicionalmente, las Bases y Condiciones establecen pautas de terminación anticipada ante determinados eventos de incumplimientos por las partes.

- **Nuevas exportaciones de gas natural**

El Decreto Nacional N° 893/2016, de fecha 25 de julio de 2016, determinó que el MINEM está facultado para regular el otorgamiento de permisos de exportación con los siguientes fines: (i) prestar asistencia en situaciones de emergencia de gas natural de países extranjeros; y (ii) sustituir las restricciones naturales de transporte local mediante el uso de infraestructura de transporte exterior para facilitar el transporte de gas natural dentro del mercado argentino y permitir un incremento de la producción local.

El 8 de enero de 2017, los derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos establecidos por la Ley N° 26.732 dejaron de ser aplicables. A partir de entonces, no hay derechos de exportación sobre las exportaciones de gas natural.

El 13 de enero de 2017, se publicó la Resolución MINEM N° 8/2017 que reglamentó el Decreto Nacional N° 893/2016 y establece un procedimiento especial para otorgar permisos de exportación de gas natural sujetos a compromisos de re-importación. La resolución resulta aplicable a dos tipos de exportaciones; (i) aquellas destinadas a brindar asistencia en situaciones de emergencia ("Exportaciones para Asistencia"); y (ii) Exportaciones con el objeto de suplir restricciones internas de transporte, que posibiliten la utilización de infraestructura de los países vecinos para facilitar el transporte del gas natural al mercado interno argentino, permitiendo el aumento de la producción de origen local ("Exportaciones por Restricción de Transporte"). Los beneficiarios de ambos tipos de permisos tendrán que asumir la responsabilidad por los daños que pudieran generarse al sistema de abastecimiento de gas natural argentino frente a eventuales incumplimientos a sus obligaciones de re-importación en los tiempos y en las formas pactadas y los costos de la importación que deba realizar el Estado Nacional para suplir el gas exportado no reingresado, con más una penalidad del 50% de dichos costos. Los permisos se extenderán por un período máximo de dos años y estarán sujetos a una posible terminación en caso de que el interés público lo haga conveniente para la oferta del mercado local de acuerdo con los criterios del MINEM.

El 27 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto 962/2017 que entre otros aspectos modifica el Art. 3 del Decreto Reglamentario de la Ley N° 24.076, estableciendo para las autorizaciones de exportación los siguientes principios: 1) serán emitidas por el MINEM una vez evaluadas las solicitudes; 2) los acuerdos de exportación que impliquen la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas conexiones a los gasoductos, o el uso de cualquiera de los sistemas existentes, u otras alternativas de transporte, serán aprobados por el MINEM previa intervención del ENARGAS; 3) las autorizaciones que emita el MINEM podrán prever la exportación de excedentes de gas a las cantidades establecidas en las mismas, siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno. En este supuesto no será necesario obtener la aprobación de cada operación de exportación excedente en la autorización, debiéndose únicamente presentar ante el ENARGAS, al solo efecto informativo, el respectivo contrato del cual deberá surgir la condición de interrumpibilidad y la ausencia de indemnización en caso de tal interrupción.

Las modificaciones introducidas por el Decreto N° 962/2017 no modifican el régimen de permisos de exportación temporaria previsto en el Decreto N° 893/2016.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Fondo Fiduciario para financiar importaciones de gas natural**

El 27 de noviembre de 2008 a través del Decreto del Poder Ejecutivo N° 2067/08, se creó un fondo fiduciario para financiar las importaciones de gas natural destinado a la inyección en el sistema de gasoductos nacionales, cuando sea necesario para satisfacer la demanda interna. El fondo fiduciario se financia a través de los siguientes mecanismos: (i) diversas cargas arancelarias que son pagados por los usuarios de los servicios de transporte y de distribución regular, los consumidores de gas que reciben el gas directamente de los productores y las empresas que procesan el gas natural; (ii) programas especiales de crédito que puedan acordarse con las organizaciones nacionales o internacionales; y (iii) las contribuciones específicas evaluadas por la Secretaría de Energía sobre los participantes en la industria del gas natural. Este decreto ha sido objeto de diferentes reclamaciones judiciales y jueces de todo el país han emitido medidas cautelares de suspensión de sus efectos con fundamento en la violación del principio de legalidad en materia impositiva. El 8 de noviembre de 2009, el ENARGAS publicó la Resolución N° 1982/2011, que ajusta los cargos tarifarios establecidos por el Decreto Ejecutivo N° 2067/08 a ser pagados por los usuarios a partir del 1° de diciembre de 2011.

El 24 de noviembre de 2011, el ENARGAS dictó la Resolución N° 1991/2011, que amplía los usuarios que deberán pagar los cargos tarifarios, incluyendo los servicios residenciales, el procesamiento de gas natural, complejos industriales y centrales de generación eléctrica, entre otros, lo cual ha impactado en las operaciones de la Sociedad y muy significativamente en algunas de nuestras sociedades bajo control conjunto, todas las cuales han interpuesto recursos contra la mencionada resolución. Por su parte YPF ha impugnado estas Resoluciones y ha rechazado la facturación del cargo efectuada por Nación Fideicomiso. El 13 de abril de 2012, YPF obtuvo una medida cautelar en relación con la planta de procesamiento de El Portón, suspendiendo los efectos de estas resoluciones con respecto a dicha planta hasta tanto se resuelvan los recursos administrativos presentados por YPF.

En noviembre de 2012 se dictó la Ley 26.784 que le dio jerarquía legal a partir de esa fecha, a las disposiciones dictadas por el Poder Ejecutivo y el ENARGAS con relación al cargo. Con fecha 11 de diciembre de 2014 la CSJN dictó el Fallo "Alliance" resolviendo que el cargo creado por el decreto 2067/2008 es un cargo tarifario y no un impuesto y por ende no se encuentra sujeto al principio de legalidad tributaria. No obstante la Corte ha dejado abierta la posibilidad para eventuales planteos o defensas en casos distintos al planteado en el Fallo "Alliance".

En particular, la aplicación del cargo tarifario mencionado hubiera producido un impacto tan significativo en las operaciones de Mega, que de no resolverse favorablemente, Mega hubiera tenido en el futuro serias dificultades para continuar con su actividad. Con fecha 27 de octubre de 2015 la CSJN dictó sentencia en la acción de amparo iniciada por Mega (período hasta el dictado de la ley de presupuesto del año 2013 N° 26.784), disponiendo la inconstitucionalidad del cargo "Decreto 2067/08" y que el mismo no es aplicable a Mega.

Con fecha 1° de abril de 2016 el MINEM dictó la Resolución N° 28/2016, que entre otras cosas deja sin efecto los actos del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios emitidos en el marco de los Artículos 6° del Decreto N° 2.067/2008 y 7° de la Resolución N° 1.451/2008 del mencionado Ministerio, vinculados con la determinación del valor de los cargos tarifarios, a cuyo fin se instruye al ENARGAS a que adopte las medidas necesarias para dejar sin efecto la aplicación de tales cargos en las facturas que se emitan a los usuarios.

30.h) Programas de incentivo a la producción de gas natural

- **Programas de estímulo a la inyección excedente de gas natural**

En diciembre de 2012, YPF y otras compañías productoras de gas de la Argentina acordaron con la ex-Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones de Hidrocarburos (la "Comisión") establecer un plan de incentivos para la Inyección Excedente (todo gas inyectado por encima de un nivel base) de gas natural. El 14 de febrero 2013 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 1/2013 de la Comisión. Dicha resolución crea formalmente el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural".

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

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 (nivel por encima de la inyección base de cada empresa). Los proyectos deberán cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución 1/2013, y estarán sujetos 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, denominado "Programa de estímulo de la inyección Gas Natural para empresas con Inyección reducida", para aquellas empresas que no cumplieran los requisitos de la Resolución N° 1/2013 y para las que no hubieran alcanzado a inscribirse bajo esta Resolución. El precio a remunerar bajo el programa instaurado en la Resolución N° 60/2013 varía entre 4 US\$/MBtu y 7,5 US\$/MBtu, según la curva de mayor producción alcanzada por la empresa beneficiaria del programa.

El 29 de septiembre de 2015 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 185/2015 que reglamenta el denominado "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para empresas sin inyección" en favor de aquellas empresas productoras que no posean registro de inyección de gas natural previo. Las empresas beneficiarias recibirán una compensación resultante de la diferencia entre 7,50 US\$/MMBtu y el precio recibido por la venta del gas natural en el mercado. El gas natural que recibirá esta compensación será sólo aquél que provenga de áreas cuyos derechos sobre la producción hubiesen sido adquiridos a empresas inscriptas en alguno de los dos programas previos y siempre que durante el período en que la empresa cedente hubiese calculado su "inyección base" de acuerdo a su programa, la inyección del área de la empresa ahora beneficiaria – cesionaria- hubiese sido nula.

Estos programas tenían una duración máxima de 5 años, concluyendo los mismos al 31 de diciembre de 2017, sin que hayan sido renovados.

- **Programa de estímulo a los nuevos proyectos de gas natural**

Con fecha 18 de mayo de 2016 se dictó la Resolución MINEM 74/2016 que crea el "Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural" con el fin de incentivar a la producción de gas natural para el caso de aquellas empresas que presenten nuevos proyectos de gas natural y que no sean beneficiarias del "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" ni del "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida", creados, respectivamente, por las Resoluciones N° 1/2013 y N° 60/2013, de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

La presentación de nuevos proyectos, los cuales deberán ser aprobados por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, podrán obtener el precio de estímulo por un valor de 7,50 US\$/MMBTU.

Asimismo, se deja sin efecto el "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección" creado por la Resolución N° 185/2015 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, pero los proyectos que se hubieran presentado en el marco de este programa, que estén pendientes de aprobación, deberán ser evaluados en el marco del "Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural".

El "Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural" tendrá vigencia desde la publicación de la resolución en el Boletín Oficial (19 de mayo de 2016) hasta el 31 de diciembre del año 2018.

A partir de esta Resolución, no podrán presentarse nuevos proyectos en el marco del Programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus" creado por Resolución N° 24/2008 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y sus modificatorias. Sin perjuicio de ello, los proyectos que hubieran sido aprobados en el marco de dicho Programa, mantendrán su vigencia en los términos de su aprobación.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Los requisitos que debe cumplir el gas para ser involucrado en un nuevo proyecto de gas natural se detallan a continuación: a) provenir de una concesión de explotación que haya sido otorgada como consecuencia de un descubrimiento informado con posterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución N° 1/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; o b) provenir de una concesión de explotación de yacimientos caracterizados como de "Tight Gas" o "Shale Gas", o c) pertenecer a empresas sin registros de inyección de gas natural y que adquiriesen una participación en áreas que pertenezcan a empresas inscriptas al "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" o al "Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida", creado por Resoluciones N° 1/2013 y N° 60/2013, respectivamente, de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, pero que durante el período en el que la empresa vendedora hubiese calculado su Inyección Base, la Inyección Total proveniente de las áreas en cuestión hubiera sido nula, incluida la adquisición de áreas en su totalidad.

- **Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales**

Con fecha 6 de marzo de 2017, se publicó la Resolución del MINEM 46-E/2017 por la cual se crea el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" (en adelante el "Programa"), destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de dichos reservorios en la Cuenca Neuquina, teniendo una vigencia desde su publicación hasta el 31 de diciembre de 2021.

La Resolución establece una compensación para los volúmenes de producción de Gas No Convencional provenientes de concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina incluidas en el Programa, para lo cual dicha concesión deberá primero contar con un plan de inversión específico, aprobado por la Autoridad de Aplicación Provincial, con la conformidad de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos.

La compensación será la que resulte de restar el Precio Efectivo unitario ponderado obtenido de las ventas de gas natural al mercado interno, incluyendo el gas de origen convencional y no convencional, y el Precio Mínimo unitario establecido por la Resolución para cada año, multiplicado por los volúmenes de producción de gas no convencional. Los Precios Mínimos establecidos por la Resolución son de 7,50 US\$/MMBtu para el año 2018, 7,00 US\$/MMBtu para el año 2019, 6,50 US\$/MMBtu para el año 2020, 6,00 US\$/MMBtu para el año 2021.

Las compensaciones derivadas del Programa se abonarán, para cada concesión incluida en el Programa, en un 88% a las empresas y el 12% a la Provincia correspondiente a cada concesión incluida en el Programa.

Con fecha 2 de noviembre, se publicó la Resolución MINEM 419-E/2017, cuyo Anexo reemplaza el similar Anexo de la Resolución 46-E/2017. La nueva resolución modifica la anterior en los siguientes aspectos:

- Define que la Producción Inicial que se computará será la "producción de Gas No Convencional media mensual calculada para el período entre el mes de julio de 2016 y el mes de junio de 2017". Y que la Producción Incluida, a los efectos de las compensaciones, será i) para las concesiones con Producción Inicial menor 500.000 m³/día, la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional proveniente de dicha Concesión Incluida, a la que tenga derecho la empresa solicitante y ii) para las concesiones con Producción Inicial mayor a 500.000 m³/día: la totalidad de la producción mensual de Gas No Convencional proveniente de dicha Concesión Incluida, a la que tenga derecho la empresa solicitante, descontando la Producción Inicial.
- Modifica la definición de Precio Efectivo, antes definido como "el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural de cada empresa al mercado interno", y ahora como "el precio promedio ponderado por volumen del total de ventas de gas natural en la República Argentina que será publicado por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos", reglamentando los lineamientos que deberán seguirse para realizar este cálculo.
- Se introduce como requisito para calificar al Programa, que el plan de inversión que se presente para cada concesión alcance una producción media anual, en cualquier período consecutivo de doce meses antes del 31 de diciembre de 2019, igual o superior a 500.000 m³/día. Y la obligación de reintegrar los montos de las compensaciones recibidas (actualizadas con Interés) correspondientes a las concesiones que no alcanzaren el nivel de producción mencionado, la posibilidad que la SRH exija la presentación de una póliza de caución para garantizar el eventual reintegro de las compensaciones percibidas por las empresas participantes, y la facultad de suspender los pagos si no se presenta la póliza requerida.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

No se han introducido modificaciones a las definiciones de Gas No Convencional incluido y Concesiones Incluidas, Precio, ni a la Forma y Fechas de Pago y Control de la Producción, entre otros aspectos inicialmente incluidos en el anexo aprobado por la Resolución 46-E/2017.

Con fecha 17 de noviembre de 2017, se publicó la Resolución MINEM N° 447-E/2017 que extiende la aplicación del “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” (aplicable a la Cuenca Neuquina, creado por Resolución MINEM N° 46-E/2017 y modificado por Resolución MINEM N° 419-E/2017) a la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales ubicados en la Cuenca Austral.

30.i) Requerimientos regulatorios aplicables a la distribución de gas natural

El Grupo participa en la distribución de gas natural a través de la subsidiaria Metrogas.

El sistema de distribución de gas natural está regulado por la Ley N° 24.076 (la “Ley del Gas”) que, junto con el Decreto del Poder Ejecutivo N° 1.738/1992, otros decretos regulatorios, el Pliego, el Contrato de Transferencia y la Licencia de Distribución (“la Licencia”), establecen el marco legal de la actividad de Metrogas.

La Licencia, el Contrato de Transferencia y las normas dictadas de acuerdo a la Ley del Gas contienen ciertos requisitos en relación con la calidad del servicio, las inversiones de capital, restricciones a la transferencia y constitución de gravámenes sobre los activos, restricciones a la titularidad por parte de productores, transportadoras y distribuidoras de gas y transferencia de acciones de Metrogas.

La Ley del Gas y la Licencia crearon el ENARGAS como entidad reguladora para administrar y llevar a cabo lo establecido por la Ley del Gas y las regulaciones aplicables. La jurisdicción del ENARGAS se extiende al transporte, venta, almacenaje y distribución del gas. Su mandato, de acuerdo con lo expresado en la Ley del Gas, incluye la protección de los consumidores, el cuidado de la competencia en la provisión y demanda del gas y el fomento de las inversiones de largo plazo en la industria del gas.

Las tarifas para el servicio de distribución de gas fueron establecidas en la Licencia y están reguladas por el ENARGAS.

- **Licencia de Distribución**

La Licencia autoriza a Metrogas a suministrar el servicio público de distribución de gas por un plazo de 35 años. La Ley del Gas establece que Metrogas puede solicitar al ENARGAS una renovación de la Licencia por un período adicional de 10 años al vencimiento del período original de 35 años. El ENARGAS deberá evaluar en ese momento el desempeño de Metrogas y formular una recomendación al Poder Ejecutivo Nacional. Metrogas tiene derecho a la renovación de su Licencia, a menos que el ENARGAS demuestre que no ha cumplido en forma sustancial con todas sus obligaciones emergentes de la Ley del Gas, las reglamentaciones, decretos respectivos y la Licencia.

Finalizado el período de 35 o 45 años, según fuese el caso, la Ley del Gas exige que se realice una nueva licitación competitiva para dicha licencia, en la cual Metrogas, si ha cumplido con sus obligaciones, tendrá la opción de equiparar la mejor propuesta ofrecida al Gobierno Argentino por un tercero.

Como regla general, al producirse la extinción de la Licencia por completarse todo su período, Metrogas tendrá derecho a una contraprestación igual al valor de los activos determinados, o al importe pagado por el participante ganador en una nueva licitación, el que fuese menor.

Metrogas tiene varias obligaciones de acuerdo con la Ley del Gas, incluyendo la obligación de cumplir con todas las solicitudes de servicios razonables dentro de su área de servicio. No se considerará razonable la solicitud de servicio si resultara anti-económico para la sociedad distribuidora el hecho de asumir la prestación del servicio solicitado. Metrogas también tiene la obligación de operar y mantener sus instalaciones en forma segura, lo que puede requerir ciertas inversiones para el reemplazo o mejora de las instalaciones según se establece en la Licencia.

La Licencia detalla otras obligaciones de Metrogas, las que incluyen la obligación de proporcionar un servicio de distribución, mantener un servicio ininterrumpible, operar el sistema en una forma prudente, mantener la red de distribución, llevar a cabo las Inversiones Obligatorias, mantener ciertos registros contables y proporcionar ciertos informes periódicos al ENARGAS.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

La Licencia puede ser revocada por el Estado Nacional, bajo recomendación del ENARGAS, en las siguientes circunstancias:

- Serios y repetidos incumplimientos por parte de Metrogas de sus obligaciones.
- Total o parcial interrupción en el servicio no interrumpible por causas atribuibles a Metrogas, cuya duración exceda los períodos estipulados en la Licencia dentro del año calendario.
- Venta, disposición, transferencia y gravamen de los Activos Esenciales de Metrogas, sin previa autorización del ENARGAS, excepto que dicho gravamen sirva para financiar extensiones y mejoras en el sistema de gasoductos.
- Quiebra, disolución o liquidación de Metrogas. El proceso concursal no afectó el curso normal de las operaciones de Metrogas ni, por consiguiente, pudo haber sido causal de revocación de la Licencia de Metrogas.
- Abandono de la provisión del servicio establecido en la Licencia, o el intento de cesión o la transferencia unilateral, en todo o en parte (sin la autorización previa del ENARGAS), o la renuncia de la Licencia en otros casos que no sean los permitidos.
- Transferencia del Contrato de Asistencia Técnica o delegación de las funciones establecidas en el Contrato, sin la previa autorización del ENARGAS, durante los primeros diez años del otorgamiento de la Licencia.

En relación con las restricciones, la Licencia estipula que Metrogas no podrá asumir las deudas de su controlante u otorgar créditos o gravar activos para garantizar deudas ni dar ningún otro beneficio a los acreedores de su controlante.

• Renegociación tarifaria

La Ley de Emergencia publicada en el B.O. con fecha 7 de enero de 2002 afectó el marco jurídico vigente para los contratos de licencia de las empresas de servicios públicos.

Las principales disposiciones de la Ley de Emergencia que afectan la Licencia otorgada oportunamente a Metrogas por el Estado Nacional y modifican expresas disposiciones de la Ley del Gas son: la “pesificación” de las tarifas que estaban establecidas en dólares convertibles al tipo de cambio fijado por la Ley de Convertibilidad (Ley N° 23.928), la prohibición del ajuste de tarifas basado en cualquier índice extranjero, impidiendo por lo tanto la aplicación del índice internacional fijado en el Marco Regulatorio (Producer Price Index -PPI- de los Estados Unidos) y la disposición respecto a la renegociación de la Licencia otorgada a Metrogas en 1992.

Asimismo, la Ley de Emergencia dispuso el inicio de un proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos otorgados por el Poder Ejecutivo Nacional sin perjuicio de establecer que las empresas de servicios públicos deben seguir cumpliendo con todas sus obligaciones.

La Ley de Emergencia, que originalmente vencía en diciembre de 2003, fue sucesivamente prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2017. También se fueron prorrogando los plazos de renegociación de licencias y concesiones de servicios públicos.

En el marco del proceso de renegociación, Metrogas suscribió una serie de acuerdos con distintas entidades en representación del Estado Nacional. A continuación, se describen los principales acuerdos suscriptos.

A continuación, se describen los acuerdos suscriptos y que se encuentran vigentes al 31 de diciembre de 2017:

i. Acuerdo Transitorio 2017

Con fecha 30 de marzo de 2017, Metrogas suscribió con el MINEM y con el Ministerio de Hacienda el Acuerdo Transitorio 2017 que dispone la adecuación transitoria de precios y tarifas del Servicio Público de Distribución de Gas Natural, la afectación específica de los montos allí previstos hasta la suscripción del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral y la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios definitivos que resulten de la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”). El Acuerdo Transitorio 2017 es complementario del Acuerdo Transitorio 2008, y ampliatorio del Acuerdo Transitorio 2014 y del Acuerdo Transitorio 2016, suscriptos en años anteriores.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

**30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

El Acuerdo Transitorio 2017, el cual no se encuentra sujeto a ratificación por parte del PEN, establece un régimen tarifario de transición a partir del 1° de abril de 2017 consistente en la readecuación de tarifas considerando los lineamientos necesarios para mantener la continuidad del servicio a los efectos de permitir a Metrogas afrontar sus gastos de operación y mantenimiento, administración y comercialización, las erogaciones correspondientes a la ejecución del plan de inversiones obligatorias que determine el ENARGAS y dar cumplimiento a las obligaciones de pago respectivas, manteniendo su cadena de pagos a los efectos de asegurar la continuidad de la normal prestación del servicio público a su cargo hasta la entrada en vigencia del régimen tarifario que resulte del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral.

Asimismo, el Acuerdo Transitorio 2017 prevé la incorporación de la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias, excepto en el impuesto a las ganancias, que estuviesen pendientes de resolución e incorpora en cabeza de Metrogas un Plan de Inversiones Obligatorias.

Por último, Metrogas no podrá distribuir dividendos sin la previa acreditación ante el ENARGAS del cumplimiento integral del Plan de Inversiones Obligatorias.

El 30 de marzo de 2017, el MINEM instruyó al ENARGAS, mediante la Resolución N° 74 - E/2017, a poner en vigencia los cuadros tarifarios resultantes del proceso de RTI.

En este sentido, dispuso que a los fines de la implementación gradual y progresiva de dicha medida, el ENARGAS debía aplicar en forma escalonada los incrementos tarifarios resultantes de la RTI conforme a la siguiente progresión: 30% del incremento, a partir del 1° de abril de 2017; 40% del incremento, a partir del 1° de diciembre de 2017, y el 30% restante, a partir del 1° de abril de 2018.

Asimismo, y para los casos en que las correspondientes Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral no hubieran entrado en vigencia, instruyó al ENARGAS a aplicar a las Licenciatarias (entre ellas, Metrogas) una adecuación transitoria de las tarifas a cuenta de la RTI.

Con fecha 31 de marzo de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 mediante la cual se aprobaron, con vigencia a partir del 1° de abril de 2017, los cuadros tarifarios resultantes de la RTI de Metrogas y cuadros tarifarios de transición de aplicación a los usuarios de Metrogas. Mediante tarifas diferenciadas, la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 determinó cuadros tarifarios para aquellos usuarios residenciales que registraran un ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto a igual periodo del año 2015, como así también aquellos que serían de aplicación a los usuarios beneficiarios de la "Tarifa Social" (Resoluciones N° 28/2016 del MINEM y ENARGAS N° I-2.905/2014 y N° 3.784/2016) y las Entidades de Bien Público (Ley N° 27.218).

Los cuadros tarifarios correspondientes a los beneficiarios de la "Tarifa Social" fueron rectificadas por la Resolución ENARGAS N° 4.369/2017. La facturación resultante de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios transitorios deberán respetar los límites establecidos en el Artículo 10 de la Resolución MINEM N° 212/2016, por lo que se mantienen los criterios de la Resolución ENARGAS N° I-4.044/2016.

Asimismo, la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 dejó sin efecto las Resoluciones ENARGAS N° I-2.407/12 y N° I-3.249/15 que habilitaban el cobro de un monto fijo por factura bajo la operatoria del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas ("FOCEGAS").

Adicionalmente, la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 aprobó (i) los estudios técnico económicos sobre la RTI de la Compañía, (ii) la Metodología no automática de Ajuste Semestral que entrará en vigencia conjuntamente con el Acta Acuerdo de Readecuación de la Licencia, y (iii) el Plan de Inversiones de Metrogas para el próximo quinquenio.

Con fecha 24 de octubre de 2017, y mediante Resolución ENARGAS N° 74/2017, se convocó a audiencia pública para el día 15 de noviembre de 2017 a fin de considerar la adecuación tarifaria transitoria, vigente a partir del 1° de diciembre de 2017, correspondiente a Metrogas.

En fecha 1° de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial: (i) la Resolución ENARGAS N° 131/2017 que dispuso (a) declarar la validez de la Audiencia Pública convocada mediante Resolución ENARGAS N° 74/2017, (b) aprobar el cuadro tarifario de transición de Metrogas aplicable a partir del 1° de diciembre de 2017 y (c) aprobar nuevos valores para las Tasas y Cargos percibidos por Metrogas por Servicios Adicionales; y (ii) la Resolución ENARGAS N° 132/2017 que instruye una bonificación a implementar por parte de Metrogas a favor de ciertos usuarios que (a) registren un ahorro en su consumos o (b) resulten beneficiarios de la Tarifa Social.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 31 de enero de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS N° 249/2018 que convocó a audiencia pública el día 22 de febrero de 2018 para considerar (i) la aplicación de la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa, de corresponder, para el ajuste de tarifas de Metrogas; (ii) la aplicación del traslado a tarifas del precio de gas comprado y (iii) alternativas metodológicas para una facturación más previsible de los consumos de los usuarios residenciales.

ii. Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural (también denominada "Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral")

Con fecha 30 de marzo de 2017, y en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos dispuesto por la Ley de Emergencia, sus prórrogas y los Decretos N° 367/2016 y N° 2/2017, Metrogas suscribió con el MINEM y con el Ministerio de Hacienda un Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural que contiene los términos de la renegociación integral y las condiciones de adecuación del Contrato de Licencia. El Acta Acuerdo tiene como antecedentes el Acuerdo Transitorio 2008, el Acuerdo Transitorio 2014, el Acuerdo Transitorio 2016 y el Acuerdo Transitorio 2017.

Las previsiones contenidas en el Acta Acuerdo, una vez puesta en vigencia a partir de su ratificación por el PEN, abarcarán el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la finalización del Contrato de Licencia.

En los términos allí previstos, se establecen una serie de pautas que deberá contemplar el proceso de RTI.

El Cuadro Tarifario de Metrogas resultante de la Revisión Tarifaria Integral según las pautas indicadas será aplicable una vez que se encuentren cumplidos todos los procedimientos dispuestos para la entrada en vigencia del Acta Acuerdo. En relación a la entrada en vigencia de la RTI, ésta no excederá del 31 de diciembre de 2017. En caso de que el ENARGAS disponga la aplicación escalonada y progresiva del incremento tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral, la aplicación del último escalón no podrá exceder del 1° de abril de 2018.

Como condición previa a la ratificación, el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral prevé la suspensión y desistimiento de todos los reclamos, recursos y demandas entabladas, en curso o en vías de ejecución, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial, en la República Argentina o en el exterior, que se encuentren fundados o vinculados a los hechos o medidas dispuestas, respecto del Contrato de Licencia, a partir de la Ley de Emergencia y/o en la anulación del Índice PPI (Producer Price Index de los Estados Unidos de América). Asimismo, el Acta Acuerdo deberá ser ratificada por la Asamblea de accionistas de Metrogas, de modo que el PEN dicte el Decreto ratificadorio de los términos del Acta Acuerdo. Con fecha 27 de abril de 2017, la Asamblea de accionistas de Metrogas ratificó el Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural.

Finalmente, el Acta Acuerdo prevé el compromiso de la Sociedad de realizar durante el plazo de extensión de la Licencia, con más su eventual prórroga decenal y dentro del área de su Licencia, inversiones adicionales sustentables equivalentes al monto del laudo dictado en el arbitraje "BG Group Plc. vs. La República Argentina (UNC 54 KGA)" con el porcentaje proporcional de quita que se hubiere establecido en el acuerdo de pago y excluyendo las sumas correspondientes a los intereses por mora en el pago del laudo. El monto y el plan de inversiones adicionales será determinado por el ENARGAS a propuesta de la Sociedad y las mismas no serán incorporadas en la base tarifaria.

A la fecha, el Acta Acuerdo se encuentra sujeta a los controles dispuestos por la Ley de Emergencia a fin de que el PEN dicte el Decreto ratificadorio.

Respecto a las Licenciatarias cuya Acta Acuerdo no hubiera entrado en vigencia, se instruyó al ENARGAS a aplicar a las mismas una adecuación transitoria de las tarifas a cuenta de la RTI, tomando en consideración a tales efectos los estudios realizados en el marco de dicha RTI en virtud de lo instruido por el Artículo 1° de la Resolución MINEM N° 31/2016.

iii. Asistencia económica transitoria

El 30 de diciembre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución MINEM N° 312 – E/2016 que dispuso una nueva asistencia económica transitoria a las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes por el período abril-septiembre 2016, a los efectos de solventar las inversiones obligatorias establecidas (respecto de Metrogas) en las Resoluciones ENARGAS N° 3.726/2016 y N° 4.044/2016, y el pago a los productores de gas; todo ello a cuenta de la RTI.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

En los términos de la Resolución, la transferencia de los importes asignados a Metrogas de 759 resultaba aplicable en tanto se mantuviera, a criterio del ENARGAS, la situación económica financiera de Metrogas que motivara el otorgamiento de la asistencia, teniendo en cuenta la disponibilidad de fondos para atender sus obligaciones de inversión y pagos a productores de gas.

Para el libramiento de los fondos correspondientes a la asistencia económica transitoria, Metrogas debía presentar ante el ENARGAS, una declaración jurada, en los términos de la Nota ENARGAS N° 106/2017, sobre el destino a asignar a los montos requeridos. De acuerdo con el criterio del ENARGAS, de resultar las declaraciones juradas ajustadas a las previsiones de la Resolución MINEM N° 312 – E/2016, las mismas serían remitidas a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del MINEM a fin de que dispusiera la transferencia de la asistencia. Asimismo, la Resolución dispuso que las Licenciatarias, no podían efectuar distribución de dividendos, en los términos de la Resolución N° 31/2016 del MINEM.

Con fecha 31 de marzo de 2017, Metrogas percibió la suma de 759 correspondiente a la Resolución MINEM N° 312 – E/2016.

iv. Nuevos precios de gas en el PIST y cuadros tarifarios de transición de Metrogas

Mediante Resolución N° 74 – E/2017, el MINEM determinó los nuevos precios en el PIST para el gas natural que serán de aplicación, a partir del 1° de abril de 2017 a las categorías de usuarios que allí se indican. Asimismo, determinó los nuevos precios en el PIST bonificados para los usuarios Residenciales de gas natural que registren un ahorro en su consumo igual o superior al quince por ciento (15%) con respecto al mismo período del año 2015. Estos nuevos precios en el PIST han sido contemplados en la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017.

Mediante Resolución MINEM N° 474-E/2017, se determinan los nuevos precios del Gas en el PIST a partir del 1° de diciembre de 2017. Además, se fija una bonificación del 10% en el precio del Gas para todas las categorías de usuarios Residenciales que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 20% con respecto al mismo período del año 2015, y se establece que la bonificación correspondiente a los beneficiarios de la Tarifa Social será equivalente a: i) 100% del precio del Gas Natural sobre el bloque de consumo base determinado por la Resolución y ii) 75% del precio del Gas Natural sobre un bloque de consumo excedente de igual volumen al determinado en el apartado i). Los consumos por encima del bloque indicado en el apartado ii) se abonarán al 100%. También se establece que la facturación resultante de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios deberá respetar los límites establecidos en el Artículo 10 de la Resolución N° 212 de fecha 6 de octubre de 2016 del MINEM. Estos nuevos precios en el PIST han sido contemplados en la Resolución ENARGAS N° 131/2017, que aprobó el cuadro tarifario de transición de Metrogas, aplicable a partir del 1° de diciembre de 2017.

v. Procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las Distribuidoras reciban de sus usuarios por beneficios y/o bonificaciones y por mayores costos de gas no contabilizado.

Con fecha 29 de diciembre de 2017 se publicó la Resolución MINEM N° 508-E/2017 por la que se establece el procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciban de sus usuarios, como producto de: (i) la aplicación de beneficios y/o bonificaciones a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia tarifaria del servicio de distribución de gas natural por redes y (ii) los mayores costos del Gas Natural No Contabilizado (“GNNC”) respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas, aplicable a partir del 1 de enero de 2018.

• **Nota del ENARGAS referida a la participación de YPF en Metrogas**

La Sociedad ha recibido de Metrogas copia de una nota recibida a su vez por ésta del ENARGAS, en la cual se solicita adaptar la composición accionaria de Metrogas en consonancia con el plazo previsto en la Ley de Emergencia N° 25.561 y en cumplimiento con el artículo 34 de la Ley N° 24.076. Al respecto, cabe recordar que YPF indirectamente adquirió el 70% de la participación en Metrogas, operación que fue autorizada por Resolución ENARGAS N° I/2566 de fecha 19 de abril de 2013, y, luego de la fusión con YPF Inversora Energética S.A. y Gas Argentino S.A., es la titular del 70% de las acciones de Metrogas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 30 de marzo de 2017, YPF presentó un recurso de reconsideración solicitando se deje sin efecto la Nota del ENARGAS y se emita una nueva decisión que fije un plazo razonable y consistente con la realidad actual del mercado gasífero, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley N° 24.076.

Con fecha 15 de junio de 2017, YPF presentó al ENARGAS un cronograma tentativo del proceso de adecuación de su participación en Metrogas, el cual fue ampliado detalladamente durante el 3 de julio de 2017. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el ENARGAS no se ha expedido respecto del recurso ni del cronograma tentativo presentado.

Dicha presentación no implica desistimiento del recurso antes referido.

- **Nota del ENARGAS sobre cobro diferido a usuarios residenciales**

Con fecha 25 de agosto de 2017, el ENARGAS mediante Notas instruyó a las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas ("Distribuidoras"), en virtud de la presentación recibida del Sr. Ministro de Energía y Minería de la Nación, y en relación a las facturas que se emitan a partir del 25 de agosto de 2017 y hasta el 31 de octubre de 2017 para usuarios residenciales, a contemplar un diferimiento de pago del cincuenta por ciento (50%) del monto total de la liquidación correspondiente al período de facturación, sin la aplicación de intereses. Según dicha instrucción, los importes objeto del diferimiento deberán ser incluidos en la primera factura que se emita con posterioridad al 31 de octubre de 2017, conforme a los lineamientos relativos a la emisión de comprobantes de Liquidación de Servicio Público de facturación bimestral con obligaciones de pago mensual que rige en la actualidad, esto es, en dos cuotas mensuales, iguales y consecutivas. Dicho diferimiento no resulta aplicable respecto de los usuarios residenciales beneficiarios de la Tarifa Social.

Las Notas enviadas por el ENARGAS también contemplan que, de verificarse una afectación financiera en los ingresos de las Distribuidoras en virtud del diferimiento, tal afectación será oportunamente evaluada y asumida por el Estado Nacional mediante las gestiones presupuestarias que correspondan.

Con fecha 20 de septiembre de 2017, YPF presentó una nota ante el MINEM (con copia al ENARGAS), en la que solicita la intervención del MINEM para que adopte las medidas necesarias para evitar que la instrucción impartida por el ENARGAS pueda ser malinterpretada por algunas Distribuidoras para hacer recaer sobre los Productores, como YPF, el impacto financiero que aquella medida pudiere ocasionarle, mediante la posposición, unilateral, de las obligaciones de pago a cargo de las Distribuidoras. A la fecha del presente, la nota presentada por YPF no ha sido respondida.

Como consecuencia de los cambios introducidos a través de la Resolución MINEM N° 474 – E/2017 y las Resoluciones ENARGAS N° 131/2017 y N° 132/2017, y de las pautas establecidas en las Bases y Condiciones, con fecha 29 de diciembre de 2017 se publicó la Resolución MINEM N° 508-E/2017 que establece el procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciben de sus usuarios, como producto de: (i) la aplicación de beneficios y/o bonificaciones a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia tarifaria del servicio de distribución de gas natural por redes y (ii) los mayores costos del GNNC respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas.

De acuerdo con el procedimiento de compensación, las Licenciatarias de Distribución deben informar en los plazos que allí se establecen y en base a los consumos anuales mensualizados y con carácter de declaración jurada ante el ENARGAS, los montos necesarios para compensar las diferencias mencionadas. Igual régimen informativo se adopta en relación al GNNC.

De tal forma, para el cálculo de las compensaciones por el monto que dejan de percibir por los descuentos en facturación así como por las diferencias por GNNC, se establece una compensación resultante de la diferencia entre el precio de compra al productor de gas natural y la venta a sus clientes.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

30.j) Requerimientos regulatorios de la industria del gas licuado de petróleo

- **Precios de referencia para la cadena de comercialización del gas butano**

Con fecha 5 de abril de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos N° 56-E/2017 estableciendo nuevos precios máximos de referencia para los distintos segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10, 12 y 15 kg de capacidad conforme el Programa Hogar (Decreto N° 470/2015 y Resolución SE N° 49/2015), y modificando los precios de referencia establecidos en la Resolución de la ex SE N° 70/2015. Los nuevos precios máximos de referencia para productores son butano 2.568 \$/TN y propano 2.410 \$/TN. Para los fraccionadores, los precios establecidos mediante Resolución N° 56-E/2017 son de \$ 63,89 para garrafa de 10 kg; \$ 76,67 para garrafa de 12 kg y \$ 95,84 para garrafa de 15 kg.

Por otro lado, con fecha 7 de junio de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos N° 75/2017 que modifica el Reglamento aplicable al Plan Hogar (Resolución SE N° 49/2015). Mediante esta nueva resolución se establece que la actualización de los precios de referencia aplicables a los distintos segmentos de la cadena de comercialización de butano con destino a garrafas de 10 y 12 kg de capacidad no se realizará en forma automática en períodos trimestrales sino que dichos ajustes serán efectuados a criterio de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos como autoridad de aplicación del Plan. Por otra parte, establece que la actualización de precios de referencia para productores y fraccionadores de GLP por revisión integral que establece el Programa del Plan Hogar en su reglamentación, tendrá lugar previo análisis de variaciones de costos y su incidencia y tomando en cuenta factores regionales, de distribución y logística.

Con fecha 1° de diciembre de 2017 se publicó la Resolución MINEM 287-E/2017 que fijó nuevos precios máximos de referencia y compensaciones a productores de butano y propano con vigencia a partir del 1° de diciembre de 2017, e introduce modificaciones al Anexo Reglamento del Programa Hogares con Garrafas aprobado por Resolución N° 49/2015, entre las cuales, se prohíbe cobrar a los distribuidores ningún servicio o prestación adicional, cualquiera sea la denominación que se le asigne, en tanto con ello se superen los precios máximos de referencia y los apartamientos máximos permitidos.

30.k) Marco regulatorio de la industria de la energía eléctrica

Marco Legal

La Ley N° 24.065, sancionada en 1992 y reglamentada por el Decreto N° 1.398/1992, ha establecido el marco regulatorio básico del sector eléctrico hoy vigente (el "Marco Regulatorio"). Dicho Marco Regulatorio se encuentra complementado por las normas que dicta la Secretaría de Energía de la Nación ("SE") para la generación y comercialización de energía eléctrica, entre las que se incluye la Resolución de la ex Secretaria de Energía Eléctrica N° 61/1992 "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el cálculo de Precios" junto con sus resoluciones modificatorias y complementarias.

El 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 MEM es responsabilidad de CAMMESA. CAMMESA actúa, asimismo, como entidad recaudadora de todos los agentes del MEM.

Entre las principales resoluciones modificatorias y complementarias del sector, es importante destacar las que se mencionan a continuación, tomando en consideración el negocio de generación de YPF EE:

- Resolución SE N° 146/2003: estableció el marco por medio de la cual los generadores pueden solicitar financiamiento para realizar obras de mantenimientos mayores o extraordinarios con el objetivo de mantener la disponibilidad de sus unidades. En el marco de la presente, YPF EE, como continuadora de las operaciones de las Centrales Térmicas Tucumán y San Miguel de Tucumán, ha solicitado financiamiento para hacer frente a su plan de mantenimientos y mejora de disponibilidad de las centrales de Tucumán y aportando sus Liquidaciones de Venta sin Fecha de Vencimiento a Definir ("LVFVD") para realizar precancelaciones a los montos financiados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- Resolución SE N° 406/2003: por medio de la cual se dispuso un mecanismo de prioridades de cobro de los diferentes conceptos remunerativos de las centrales de generación de electricidad. De esta forma se priorizó el cobro de los conceptos relativos a los costos variables y cobro de la potencia puesta a disposición del sistema y por último los montos relativos a los márgenes de generación por las ventas realizadas en el mercado Spot según la curva de contratos con Grandes Usuarios registrada entre Mayo y Agosto de 2004.
- Acuerdo de Generadores 2008-2011: El 25 de noviembre de 2010 se firmó entre la SE y las principales empresas de generación de energía eléctrica el “Acuerdo para la gestión y operación de proyectos, aumento de la disponibilidad de generación térmica y adaptación de la remuneración de la generación 2008-2011” (en adelante el “Acuerdo de Generadores”). Este Acuerdo de Generadores tuvo como objeto establecer el marco, las condiciones y los compromisos a asumir por las partes para continuar con el proceso de adaptación del MEM, viabilizar el ingreso de nueva generación para cubrir el aumento de la demanda de energía y potencia en dicho Mercado, determinar un mecanismo para la cancelación de las acreencias consolidadas de los generadores correspondientes al período comprendido entre el 1° de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 y el reconocimiento de la remuneración global que corresponde a los Agentes Generadores del MEM que adhieran a dicho Acuerdo de Generadores. 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: dispuso un nuevo esquema de remuneraciones basado en a) remuneración de los costos fijos, b) remuneración de los costos variables no combustibles, c) remuneración adicional directa y d) remuneración adicional indirecta, la cual será destinada a conformar un fideicomiso para el desarrollo de obra de infraestructura de energía eléctrica. Para acceder a dichas remuneraciones es necesario aceptar los términos y condiciones establecidos por la norma. YPF EE, se ha acogido al presente régimen, con fecha 9 de agosto y en forma retroactiva al 1° de febrero de 2013. Entre otras cuestiones establecidas por la presente resolución, debe destacarse que la misma estableció que desde la fecha de entrada en vigencia de esta resolución quedará suspendida, hasta tanto la SE disponga lo contrario, la celebración de nuevos contratos y/o la renovación de contratos existentes entre generadores y grandes usuarios (con excepción de los contratos enmarcados en la Resolución SE N° 1.281/2006 “Energía Plus” y la Resolución SE N° 220/2007 entre otros). Asimismo dispone que a partir de la fecha de vencimiento de los contratos existentes los grandes usuarios pasarán a realizar sus compras de energía a través del organismo encargado del despacho (CAMMESA). Del mismo modo dispone que los contratos de aprovisionamiento de combustibles solo serán reconocidos mientras se encuentren vigentes no pudiendo celebrarse nuevos ni renovarse los actuales a partir de su fecha de vencimiento. Del mismo modo dispone que los contratos de aprovisionamiento de combustibles solo serán reconocidos mientras se encuentren vigentes no pudiendo celebrarse nuevos ni renovarse los actuales a partir de su fecha de vencimiento.
- Resolución SE N° 529/2014: la presente resolución reemplaza el esquema de remuneraciones contemplado en la Resolución SE N° 95/2013, incrementando el cuadro tarifario de los 4 conceptos remunerativos allí establecidos. En lo referido específicamente a Costos Fijos establece un aumento relacionado a la disponibilidad de cada Agente Generador. Incorpora asimismo un nuevo esquema de remuneración de los Mantenimientos no Recurrentes cuyo objetivo es el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la Secretaría de Energía. Lo definido en la presente resolución será de aplicación a partir de las transacciones económicas de febrero de 2014 para los generadores que hayan adherido a la Resolución SE N° 95/2013.
- Resolución SE N° 482/2015: la presente resolución define ajustes en el esquema de remuneraciones contemplado en la Resolución SE N° 529/2014, incrementando el cuadro tarifario de los cinco conceptos remunerativos allí establecidos. Asimismo incorpora un nuevo esquema de aportes específicos denominado “Recursos para Inversiones del FONINVEMEM 2015-2018” a asignarse a aquellos generadores participantes de los proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la Secretaría de Energía y establece un nuevo esquema de incentivos a la Producción de Energía y la Eficiencia Operativa para los agentes generadores comprendidos. Lo definido en la presente resolución es de aplicación retroactiva a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2015 para aquellos generadores que hayan adherido a la Resolución SE N° 95/2013.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- Decreto N° 134/2015: dada la situación actual del sistema eléctrico argentino, el PEN declara la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. Este decreto instruye al Ministro de Energía y Minería a elaborar y poner en vigencia un plan de acción en relación a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación del servicio público de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.
- Ley N° 27.191, que modifica la Ley N° 26.190 relativa al Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica, obliga a los Grandes Usuarios a alcanzar una incorporación mínima del 8% de su energía eléctrica con energía proveniente de las fuentes renovables hasta el 31 de diciembre de 2017.
- Resolución N° 22/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica de fecha 30 de marzo de 2016. A través de esta Resolución, la Secretaría de Energía Eléctrica modificó la Resolución SE 482/2015 y ajustó los componentes de la remuneración que reciben los agentes generadores que hayan adherido a la Resolución SE N° 95/2013, 529/14 y 482/2015. La resolución modifica los componentes remunerativos de las transacciones económicas con retroactividad a febrero de 2016.
- Resolución N° 21/2016 de la Secretaría de Energía Eléctrica publicada el día 22 de marzo. En la misma, se convoca a los agentes generadores, autogeneradores y cogeneradores interesados a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada, con el compromiso de estar disponible en el MEM durante los períodos verano (2016/2017 y 2017/2018) y el período invernal del año 2017. Mediante esta resolución YPFEE fue adjudicado dos proyectos de nueva generación, uno en Loma Campana de 105MW y otro en Tucumán de 270MW. Estos proyectos son remunerados con contratos en dólares y por plazos de 10 años. La remuneración está asociada a la disponibilidad.
- Resolución del MINEM N° 71/2016 de fecha 18 de mayo de 2016. Esta Resolución dispone el inicio del proceso de convocatoria abierta para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación en orden al cumplimiento de los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados al 31 de diciembre de 2017 en los artículos 2° de la Ley N° 26.190 y 8° de la Ley N° 27.191 ("Programa RenovAr (Ronda 1)").
- Resolución SE N° 155/2016 de fecha 15 de junio de 2016. Informa los primeros proyectos adjudicados correspondientes a la convocatoria establecida en la Resolución SE N° 21/2016, dentro de los cuales se encuentra la Central Térmica El Bracho (Provincia de Tucumán) adjudicada a Y-GEN II, en la que YPF EE participa en un 66,67%. Ver Nota 9.
- Resolución SE N° 216/2016 de fecha 15 de julio de 2016. Informa los nuevos proyectos adjudicados correspondientes a la convocatoria establecida en la Resolución SE N° 21/2016, dentro de los cuales se encuentra la Central Térmica Loma Campana (Provincia de Neuquén) adjudicada a Y-GEN I, en la que YPF EE participa en un 66,67%. Ver Nota 9.
- Resolución N° 136 de fecha 26 de julio de 2016 del MINEM a través de la cual se convoca a interesados en ofertar en el Proceso de Convocatoria Abierta Nacional Internacional para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación –el "Programa RenovAr (Ronda 1)"–, con el fin de celebrar Contratos del Mercado a Término denominados Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable, con CAMMESA en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que se aprobó en la misma Resolución.
- Resolución MINEM N° 307/2016. Se otorga la habilitación como Agente Autogenerador Distribuido del MEM a YPF EE para su Central Térmica Loma Campana de 105 MW de potencia nominal, instalada en el Departamento Añelo, Provincia del Neuquén, conectándose al SADI en barras de 132 kilovoltios de la nueva Estación Loma Campana, jurisdicción de la Empresa Provincial de Energía de Neuquén ("EPEN").

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- Resolución SE N° 420/2016 Convoca a interesados a presentar anteproyectos de infraestructura que contribuyan a reducir los costos del MEM y al aumento de confiabilidad del sistema. Las presentaciones se realizan ante CAMMESA, que las evaluará y hará un informe para la SE. Posteriormente la SE realizará una licitación pública. Los adjudicatarios firmarán un contrato de venta con CAMMESA por 10 años. Categorías de proyectos y características recomendadas:
 - Nuevos Ciclos Combinados,
 - Ciclos combinados a partir de generadores existentes,
 - Centrales térmicas convencionales y no convencionales (eventual aprovechamiento de calor),
 - Instalaciones de suministro de combustibles alternativos y almacenamiento para abastecer a unidades ubicadas cerca de puntos de distribución.
- Resolución MINEM N° 468/2016. Se otorga la habilitación como Agente Generador del MEM a YPF EE para su Central Eólica Manantiales Behr de 99 MW de potencia nominal, instalada en el Departamento Escalante, Provincia del CHUBUT, conectándose al SADI en barras de 132 kilovoltios de la nueva Estación Transformadora Escalante, vinculada a la Línea de Alta Tensión de 132 kilovoltios Diadema-Pampa del Castillo, jurisdicción de la Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Patagonia Sociedad Anónima (TRANSPA S.A.) operada y mantenida por Transacue Sociedad Anónima.
- Resolución MINEM N° 19/2017. Los Agentes (Generadores, Cogeneradores, Autogeneradores) del MEM podrán declarar Ofertas de Disponibilidad Garantizada para suscribir Compromisos de Disponibilidad Garantizada ("CoDiG"), por la potencia y energía de las unidades generadoras instaladas, de acuerdo a lo establecido en la presente Resolución. La potencia que pueda ser objeto de Ofertas de Disponibilidad Garantizada será remunerada en función a un pago por potencia disponible mensual subdividida en una potencia disponible real, una potencia garantizada ofrecida, y una potencia asignada; y otro por energía generada y operada. Las remuneraciones serán calculadas en dólares estadounidenses convertibles a pesos argentinos, y las Liquidaciones de Venta poseerán fecha de vencimiento. Asimismo se establece un mecanismo de Incentivos a la Eficiencia Operativa para centrales térmicas en función del cumplimiento de objetivos de consumo de combustibles.
- Resolución MINEM N° 1.091/ 2017. Establece la aplicación, durante el período comprendido entre el 1° de diciembre de 2017 y el 31 de enero de 2018, para la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, de los Precios de Referencia de la Potencia ("POTREF"), Precio Estabilizado de la Energía ("PEE") y Precio Estabilizado del Transporte ("PET") que forma parte integrante de la presente medida.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

30.I) Regulaciones fiscales

- **Leyes N° 27.430 y N° 27.432 de Reforma Tributaria**

El 29 de diciembre de 2017 se publicaron en el Boletín Oficial las leyes N° 27.430 y 27.432 introduciendo importantes modificaciones en diversos impuestos, entre las que se destacan:

- Impuesto a las ganancias

- Alícuota corporativa del impuesto y retenciones a los dividendos

Se disminuye la alícuota general del impuesto a las ganancias para las sociedades de capital pasando del 35% actual al 30% para los ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 inclusive, y al 25% para los ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2020 en adelante.

Asimismo se establece una nueva retención a los dividendos que será del 7% para las ganancias de los ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 inclusive, y del 13% para las ganancias de los ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2020 en adelante.

Finalmente, se elimina el impuesto de igualación (retención del 35% aplicable a los dividendos distribuidos en exceso de los ingresos acumulados sujetos a impuesto) para los ingresos devengados a partir del 1° de enero de 2018.

- Ganancias de capital para los beneficiarios del exterior

La nueva ley establece una retención del 15% sobre las ganancias de capital provenientes de la disposición de acciones u otros valores similares (calculado sobre ganancia neta real o ganancia neta presunta equivalente al 90% del precio de venta). La ley establece una exención aplicable a los beneficiarios del exterior que realicen ventas de acciones con cotización bajo la supervisión de la CNV. Asimismo se establece una exención para los intereses y resultados de venta de bonos públicos, ON y ADRs. Dichas exenciones solo aplicarán para beneficiarios del exterior no residentes y cuyos fondos no provengan de jurisdicciones no cooperantes. Finalmente dicha exención no aplica para los beneficios provenientes de los títulos conocidos como Lebac.

En el caso de los ADRs, la ley define que la fuente de los mismos está dada por la residencia del emisor de las respectivas acciones.

- Transferencias indirectas realizadas por los Beneficiarios del Exterior

La ley establece un impuesto sobre la venta indirecta de activos localizados en Argentina. En particular el impuesto gravará las ventas o transferencias que realicen sujetos del exterior que poseen una sociedad también en el exterior propietaria de activos en el país; cuando dichos activos sean significativos, es decir que se cumplan las siguientes condiciones: (i) al menos el 30% del valor de las acciones de la sociedad extranjera proviene de activos localizados en Argentina; y (ii) la participación transferida represente al menos el 10% del patrimonio de la sociedad del exterior.

La alícuota a aplicar será del 15% (calculada sobre ganancia neta real o ganancia neta presunta equivalente al 90% del precio de venta) en la proporción correspondiente a los activos argentinos.

- Costos para el abandono de pozos de hidrocarburos

Se considera como parte integrante del costo computable de las inversiones en pozos, a los costos tendientes a satisfacer los requerimientos técnicos y ambientales a cargo del concesionario y/o permisionario exigidos por la autoridad de aplicación. Los mismos serán incluidos desde el momento en que se originen dichas obligaciones conforme la normativa vigente, con independencia del período en que se efectúe la efectiva erogación.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- Otras modificaciones

Reemplaza las normas de transparencia fiscal cubriendo situaciones más amplias e introduce la figura de dividendos presuntos.

Asimismo, ratifica la gravabilidad de las ventas de acciones de sociedades argentinas realizadas por no residentes a partir de la vigencia de la Ley 26.983, aunque establece la imposición de los resultados en los casos de ventas efectuadas a través de bolsas o mercados similares, cuando el agente de bolsa no efectuó la retención del impuesto.

- Impuesto a los combustibles

Entre las principales modificaciones se destacan:

- El impuesto modifica su nombre (antes "Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural", ahora "Impuesto sobre los combustibles líquidos").
- Se introduce un nuevo impuesto: Impuesto al dióxido de carbono.
- Ambos impuestos (sobre los combustibles y al dióxido de carbono) se tributan en base a un importe fijo por litro ajustable trimestralmente por el IPIM. Para el caso del dióxido de carbono se incorporan dos nuevos productos: coque de petróleo y carbón mineral.

- Impuesto a los débitos y créditos bancarios

El Poder Ejecutivo Nacional podrá disponer el porcentaje de impuesto a computar como pago a cuenta del impuesto a las ganancias, que se ampliará progresivamente en hasta un 20% por año a partir del 1° de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en el año 2022, se compute íntegramente este impuesto como pago a cuenta del impuesto a las ganancias.

- Impuesto al valor agregado

Se establece un sistema de reintegro del impuesto abonado por inversiones en bienes de uso, sujeto a la generación futura de débito fiscal, a efectos de reducir el costo financiero generado por la acumulación de créditos fiscales de nuevas inversiones.

- Seguridad social

Existirá un mínimo de salario mensual exento de contribuciones patronales mientras que la tasa de las mismas se unificará en torno al 19,5%, aunque eliminándose los créditos fiscales de IVA por empleo en zonas secundarias. Estas modificaciones se producirán hacia 2022 convergiendo gradualmente desde la situación actual.

A excepción de lo mencionado en la Nota 15 respecto del impuesto a las ganancias, las modificaciones mencionadas precedentemente no tienen un efecto significativo sobre los estados financieros consolidados del Grupo.

30.m) Otros requerimientos regulatorios

• Repatriación de divisas

Durante el mes de octubre de 2011 se publicó y entró en vigencia el Decreto N° 1.722/2011 por el cual se restablece la obligatoriedad del ingreso y negociación en el mercado de cambios de la totalidad de las divisas provenientes de operaciones de exportación por parte de empresas productoras de petróleos crudos o de sus derivados, gas natural y gases licuados y de empresas que tengan por objeto el desarrollo de emprendimientos mineros, de conformidad con las previsiones del artículo 1° del Decreto N° 2581 del 10 de abril de 1964.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Marco Normativo CNV (N.T. 2013)**

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

A continuación se detallan ciertos requerimientos de la CNV:

a) Resolución General N° 622 de la CNV

- i. De acuerdo a lo estipulado en el artículo 1°, Capítulo III, Título IV de la resolución mencionada, a continuación se detallan las notas a los estados financieros consolidados que exponen la información solicitada por la Resolución en formato de Anexos.

Anexo A – Bienes de uso.....	Nota 8 Propiedades, planta y equipo
Anexo B – Activos intangibles.....	Nota 7 Activos intangibles
Anexo C – Inversiones en acciones	Nota 9 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos
Anexo D – Otras inversiones	Nota 6 Instrumentos financieros por categoría
Anexo E – Previsiones	Nota 12 Créditos por ventas
	Nota 11 Otros créditos
	Nota 9 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos
	Nota 8 Propiedades, planta y equipo
	Nota 14 Provisiones
Anexo F – Costo de los bienes vendidos y servicios prestados	Nota 20 Costos
Anexo G – Activos y pasivos en moneda extranjera	Nota 33 Activos y pasivos en monedas distintas del peso

- ii. Con fecha 18 de marzo de 2015, la Sociedad fue inscripta por la CNV en la categoría “Agente de Liquidación y Compensación y Agente de Negociación - Propio” Matrícula N° 549. Considerando la operatoria que realiza la Sociedad, conforme a las Normas de la CNV y su Criterio Interpretativo N° 55, bajo ninguna circunstancia ofrecerá servicios de intermediación a terceros para operaciones en mercados bajo competencia de la CNV y tampoco abrirá cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar en mercados bajo competencia de la CNV.

Asimismo, de acuerdo a lo previsto en la Sección VI, del Capítulo II, Título VII de las Normas de la CNV y en su Criterio Interpretativo N° 55, el patrimonio de la Sociedad supera el patrimonio mínimo requerido por dichas normas, de 15, y la contrapartida mínima exigida de 3 está conformada por 16.498.351 cuotas partes del Fondo Común de Inversión Compass Ahorro - Clase B con liquidación al rescate en 24 horas, siendo el valor total de las cuotas partes correspondientes a la Sociedad de 44, al 31 de diciembre de 2017.

b) Resolución General N° 629 de la CNV

Con motivo de la Resolución General N° 629 de la CNV, informamos que la documentación respaldatoria de las operaciones de la Sociedad que no se encuentra en la sede social, se encuentra en los depósitos de las siguientes empresas:

- Adea S.A., sita en Planta 3 – Ruta 36, Km 31,5 – Florencio Varela – Provincia de Buenos Aires.
- File S.R.L, sita en Panamericana y R. S. Peña – Blanco Encalada – Luján de Cuyo – Provincia de Mendoza.

Asimismo, se deja constancia que se encuentra a disposición en la sede inscripta, el detalle de la documentación dada en guarda, como así también la documentación referida en el artículo 5° inciso a.3), Sección I del Capítulo V del Título II de la Normativa de la CNV.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



30. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Nuevo Código Civil y Comercial de la Nación**

Con fecha 1° de agosto de 2015 entró en vigencia el nuevo Código Civil y Comercial de la Nación. Este nuevo ordenamiento, a la vez que unifica el Código Civil con el Comercial, trae consigo numerosas novedades y modificaciones respecto a la regulación en materia de Capacidad, Obligaciones, Contratos, Responsabilidad Civil Contractual y Precontractual, Dominio, Condominio, Sociedades Comerciales y Prescripción, entre otros institutos.

- **Ley N°27.275 y Decreto 79/2017 - Acceso a la información pública**

El 29 de septiembre de 2016 se publicó en el Boletín Oficial la ley N° 27.275 "Derecho de acceso a la información pública". Esta ley garantiza el ejercicio de este derecho que comprende la posibilidad de buscar, acceder, solicitar, recibir, copiar, analizar, reprocesar, reutilizar y redistribuir libremente la información bajo custodia de los sujetos obligados enumerados en el artículo 7° de dicha ley. Las empresas del Estado, las sociedades del Estado, las sociedades anónimas con participación estatal mayoritaria, las sociedades de economía mixta y todas aquellas otras organizaciones empresariales donde el Estado nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias son considerados sujetos obligados, excepto que se trate de sociedades anónimas sujetas al régimen de oferta pública. La ley N° 27.275 entrará en vigencia al año de su publicación en el Boletín Oficial.

El 31 de enero de 2017, se publicó en el Boletín Oficial el decreto 79/2017 que modifica el Reglamento General del Acceso a la Información Pública para el Poder Ejecutivo Nacional. Este decreto establece que las excepciones a la definición de sujetos obligados establecidas por la ley N° 27.275 entrarán en vigencia a partir del día siguiente al de la publicación de este decreto en el Boletín Oficial.

31. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

La información detallada en los cuadros siguientes muestra los saldos con asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, así como las operaciones con las mismas por los ejercicios finalizados en dichas fechas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



31. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)

Adicionalmente, en el curso habitual de sus negocios, y atento a ser el principal grupo energético de la Argentina, la cartera de clientes y proveedores del Grupo abarca tanto entidades del sector privado como así también del sector público nacional. Conforme a lo requerido por la NIC 24 "Información a revelar sobre partes relacionadas", dentro de las principales transacciones antes mencionadas se destacan:

Clientes / Proveedores	Ref.	Saldos			Transacciones		
		Crédito / (Pasivo)			Ingresos / (Costos)		
		2017	2016	2015	2017	2016	2015
MINEM	(1)	13.417	10.881	9.859	12.840	16.757	12.345
MINEM	(2)	-	-	1.988	-	-	1.988
MINEM	(3)	190	129	207	191	93	84
MINEM	(4)	162	142	91	119	132	123
MINEM	(5)	-	759	149	-	759	711
Ministerio de Transporte	(6)	840	1.152	412	5.402	5.658	3.746
Secretaría de Industria	(7)	24	378	27	188	422	621
CAMMESA	(8)	4.444	3.782	2.156	17.569	20.934	12.079
CAMMESA	(9)	(316)	(170)	(196)	(2.090)	(2.189)	(1.460)
ENARSA	(10)	698	727	758	2.920	2.541	1.635
ENARSA	(11)	(1.591)	(1.357)	(893)	(214)	(955)	(1.141)
Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A.	(12)	946	364	255	4.300	3.066	2.178
Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A.	(13)	-	(2)	-	(28)	(14)	(1)

- (1) Beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural.
- (2) Beneficios por el programa de estímulo a la producción de crudo.
- (3) Beneficios por el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido.
- (4) Beneficios por el programa hogares con garrafa.
- (5) Asistencia económica transitoria en beneficio de Metrogas.
- (6) Compensación por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial.
- (7) Incentivo por la fabricación nacional de bienes de capital en beneficio de AESA.
- (8) Provisión de fuel oil y gas natural, y generación de energía eléctrica.
- (9) Compras de energía.
- (10) Prestación de servicios en los proyectos de regasificación de gas natural licuado de Bahía Blanca y Escobar.
- (11) Compra de gas natural y de petróleo crudo.
- (12) Provisión de combustible aeronáutico.
- (13) Compra de millas para programa YPF Serviclub.

Adicionalmente, el Grupo ha realizado ciertas operaciones de financiación y contratación de seguros con entidades relacionadas con el sector público nacional. Las mismas comprenden ciertas operaciones financieras cuyas principales operaciones se describen en la Nota 16 y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros y en relación a ello el recupero del seguro por los siniestros mencionados en la Nota 28.a.

Por otro lado el grupo posee BONAR 2020 (ver Nota 6) y 2021, los cuales se exponen en el rubro "Inversiones en activos financieros".

Asimismo, en relación con el acuerdo de inversión firmado entre YPF y subsidiarias de Chevron, YPF tiene una participación accionaria indirecta no controlante en CHNC, con la que realiza operaciones relacionadas con el mencionado proyecto de inversión. Ver Nota 29.b.

A continuación se detallan las compensaciones devengadas correspondientes al personal clave de la Administración de YPF, el cual comprende a los miembros del Directorio y a los Vicepresidentes, siendo estos últimos aquellos que cumplen funciones ejecutivas y que son nombrados por el Directorio, todo ello para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017 ⁽¹⁾	2016 ⁽¹⁾	2015 ⁽¹⁾
Beneficios de corto plazo para empleados ⁽²⁾	221	182	158
Beneficios basados en acciones	34	26	40
Beneficios posteriores al empleo	10	9	6
Beneficios de terminación	109	94	5
	<u>374</u>	<u>311</u>	<u>209</u>

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

(2) No incluyen aportes patronales por 50, 45 y 55 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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



32. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES

En la Nota 2.b.10 se describen las principales características y tratamiento contable de los planes implementados por el Grupo.

i. Planes de retiro

Los cargos totales reconocidos bajo el plan de retiro ascienden aproximadamente a 80, 80 y 50 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

ii. Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 1.650, 1.272 y 1.020 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

iii. Plan de beneficios basados en acciones

En consistencia con los planes de remuneración en acciones aprobados en años anteriores, el Directorio de la Sociedad, en su reunión de fecha 11 de junio de 2014, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2014-2017, con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2014 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a las del plan 2013-2015.

Asimismo, el Directorio de la Sociedad, en su reunión de fecha 8 de junio de 2015, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2015-2018 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2015 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los planes anteriores.

Adicionalmente, el Directorio de la Sociedad, en su reunión de fecha 10 de mayo de 2016, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2016-2019 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2016 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los esquemas implementados anteriormente.

Por último, el Directorio de la Sociedad, en su reunión de fecha 9 de mayo de 2017, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2017-2020 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2017 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los esquemas implementados anteriormente.

Los cargos reconocidos en resultados correspondientes a los planes basados en acciones, los cuales son agrupados atento a la similar naturaleza de cada uno de ellos, ascendieron a 162, 153 y 124 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 la Sociedad ha recomprado 263.298, 171.330 y 382.985 acciones propias emitidas por un monto de 100, 50 y 120, respectivamente, y ha liquidado a beneficiarios del plan 502.996, 520.031 y 623.350 acciones, respectivamente, a los fines de cumplimentar con los planes de beneficios basados en acciones. El costo de dichas recompras se encuentra expuesto en el patrimonio bajo el nombre de "Costo de adquisición de acciones propias", mientras que el valor nominal y su ajuste derivado de la reexpresión monetaria efectuada según los Principios de Contabilidad Previos han sido reclasificados de las cuentas "Capital suscrito" y "Ajuste de capital", a las cuentas "Acciones propias en cartera" y "Ajuste de acciones propias en cartera", respectivamente.

A continuación se detalla la evolución en cantidad de acciones vinculadas a los planes al cierre de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

Plan 2013-2015

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	-	188.493	695.015
- Concedidas	-	9.130	-
- Liquidadas	-	(193.878)	(503.535)
- Expiradas	-	(3.745)	(2.987)
Cantidad al cierre del ejercicio⁽¹⁾	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>188.493</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	6	34
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	14,75	14,75

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2016 y entre 10 y 19 meses al 31 de diciembre de 2015.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



32. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (Cont.)

Plan 2014-2017

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	99.278	234.130	356.054
- Concedidas	6.269	6.978	-
- Liquidadas	(105.201)	(123.926)	(118.927)
- Expiradas	(346)	(17.904)	(2.997)
Cantidad al cierre del ejercicio⁽¹⁾	<u>-</u>	<u>99.278</u>	<u>234.130</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	8	28	53
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	33,41	33,41	33,41

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2017, en tanto tenía 7 meses restantes al 31 de diciembre de 2016 y entre 7 meses y 19 meses al 31 de diciembre de 2015.

Plan 2015-2018

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	339.459	602.079	-
- Concedidas	2.682	-	619.060
- Liquidadas	(168.814)	(202.227)	(888)
- Expiradas	(11.276)	(60.393)	(16.093)
Cantidad al cierre del ejercicio⁽¹⁾	<u>162.051</u>	<u>339.459</u>	<u>602.079</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	26	63	37
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	19,31	19,31	19,31

(1) El promedio de vida restante del plan es de 7 meses al 31 de diciembre de 2017, entre 7 meses y 19 meses al 31 de diciembre de 2016 y entre 7 meses y 31 meses al 31 de diciembre de 2015.

Plan 2016-2019

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	682.307	-
- Concedidas	-	682.307
- Liquidadas	(228.981)	-
- Expiradas	(59.354)	-
Cantidad al cierre del ejercicio⁽¹⁾	<u>393.972</u>	<u>682.307</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	59	56
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	16,99	16,99

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2017 y entre 7 meses y 31 meses al 31 de diciembre de 2016.

Plan 2017-2020

	<u>2017</u>
Cantidad al inicio del ejercicio	-
- Concedidas	646.149
- Liquidadas	-
- Expiradas	(1.200)
Cantidad al cierre del ejercicio⁽¹⁾	<u>644.949</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio	69
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	20,26

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2017.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015



33. ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

	2017			2016			2015		
	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente ⁽¹⁾	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente ⁽¹⁾	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente ⁽¹⁾	Total
Activo no corriente									
<u>Otros créditos</u>									
Dólares estadounidenses.....	2	18,55	37	169	15,79	2.669	46	12,94	595
Reales	-	-	-	10	4,84	48	10	3,31	33
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses	2	18,55	37	-	-	-	-	-	-
<u>Inversiones en activos financieros</u>									
Dólares estadounidenses.....	-	-	-	490	15,79	7.737	-	-	-
Total del activo no corriente			74			10.454			628
Activo corriente									
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses.....	380	18,55	7.049	397	15,79	6.269	307	12,94	3.973
Pesos chilenos	9.836	0,03	295	10.542	0,02	211	16.971	0,02	339
Reales	-	-	-	23	4,84	111	15	3,31	50
<u>Otros créditos</u>									
Dólares estadounidenses.....	165	18,55	3.061	349	15,79	5.511	407	12,94	5.267
Euros	5	22,28	111	15	16,63	249	6	14,07	84
Reales	-	-	-	4	4,84	19	7	3,31	23
Pesos chilenos	4.303	0,03	129	-	-	-	27	0,02	1
Yenes	-	-	-	-	-	-	119	0,11	13
Franco suizos	3	19,04	57	-	-	-	-	-	-
<u>Inversiones en activos financieros</u>									
Dólares estadounidenses.....	697	18,55	12.936	478	15,79	7.548	-	-	-
<u>Efectivo y equivalentes de efectivo</u>									
Dólares estadounidenses.....	526	18,55	9.757	414	15,79	6.537	1.009	12,94	13.056
Pesos chilenos	898	0,03	27	240	0,02	5	502	0,02	10
Reales	-	-	-	2	4,84	10	4	3,31	13
Franco suizos	-	-	-	- ⁽²⁾	15,52	6	-	-	-
Total del activo corriente			33.422			26.476			22.829
Total del activo			33.496			36.930			23.457
Pasivo no corriente									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses.....	2.909	18,65	54.253	2.675	15,89	42.506	2.774	13,04	36.173
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses.....	6.200	18,65	115.628	5.741	15,89	91.222	4.403	13,04	57.417
Reales	-	-	-	13	4,88	63	4	3,35	13
Franco suizos	300	19,13	5.731	300	15,57	4.673	-	-	-
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses.....	14	18,65	269	21	15,89	334	24	13,04	316
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses.....	4	18,65	75	133	15,89	2.113	13	13,04	166
Total del pasivo no corriente			175.956			140.911			94.085
Pasivo corriente									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses.....	57	18,65	1.063	45	15,89	715	80	13,04	1.043
<u>Cargas fiscales</u>									
Reales	-	-	-	5	4,88	24	6	3,31	20
Pesos chilenos	1.524	0,03	46	1.055	0,02	21	1.077	0,02	22
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses.....	1.647	18,65	30.725	1.054	15,89	16.754	1.543	13,04	20.121
Reales	-	-	-	17	4,88	82	35	3,35	117
Franco suizos	3	19,13	54	3	15,57	45	-	-	-
<u>Remuneraciones y cargas sociales</u>									
Dólares estadounidenses.....	6	18,65	112	6	15,89	96	7	13,04	91
Reales	-	-	-	2	4,88	10	2	3,35	7
Pesos chilenos	247	0,03	7	501	0,02	10	423	0,02	8
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses.....	125	18,65	2.331	275	15,89	4.371	32	13,04	412
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses.....	1.149	18,65	21.429	1.197	15,89	19.020	1.845	13,04	24.064
Euros	18	22,45	404	15	16,77	252	26	14,21	369
Pesos chilenos	1.826	0,03	55	4.915	0,02	98	1.283	0,02	26
Reales	-	-	-	9	4,88	44	14	3,35	47
Franco suizos	3	19,13	57	- ⁽²⁾	15,57	3	-	-	-
Yenes	19	0,17	3	-	-	-	29	0,11	3
Total del pasivo corriente			56.286			41.545			46.350
Total del pasivo			232.242			182.456			140.435

(1) Tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 según Banco Nación Argentina.

(2) Valor registrado menor a 1.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017, 2016 Y 2015****34. HECHOS POSTERIORES**

Con fecha 8 de febrero de 2018, la subsidiaria Metrogas instrumentó un préstamo no garantizado con (i) Industrial and Commercial Bank of China Limited – Dubai Branch e (ii) Itaú Unibanco – New York Branch, por la suma de US\$ 250 millones por un plazo de 36 meses y amortizable en 9 cuotas trimestrales a partir de los 12 meses desde la fecha de desembolso. Este préstamo contempla un interés de pago trimestral a una tasa LIBOR más un margen nominal anual de (a) 3,00% los primeros 12 meses, (b) 3,50% desde el mes 13 hasta el mes 18, (c) 3,75% desde el mes 19 al mes 24 y (d) 4,00% desde el mes 25 hasta el vencimiento. Metrogas destinó los fondos, principalmente, al rescate, con fecha 27 de febrero de 2018, de la totalidad de sus ON a un precio de rescate igual al 100% del monto de capital de las ON a rescatar, con más sus intereses devengados e impagos, y todos los demás montos que se adeudaban hasta la fecha de rescate.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados no han existido otros hechos posteriores significativos cuyo efecto sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones del Grupo al 31 de diciembre del 2017 o su exposición en nota a los presentes estados financieros consolidados, de corresponder, no hubieren sido considerados en los mismos según las NIIF.

Los presentes estados financieros consolidados fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 2 de marzo de 2018 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 2 - MARZO - 2018
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ
Presidente



RATIFICACION DE FIRMAS LITOGRAFIADAS

Por la presente ratificamos las firmas que obran litografiadas en las hojas que anteceden desde la página N° 1 hasta la N° 137.

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

RAQUEL OROZCO
Por Comisión Fiscalizadora
Abogada U.B.A.
C.P.A.C.F. T° 39 - F° 944

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

MIGUEL ANGEL GUTIERREZ
Presidente