



YPF SOCIEDAD ANONIMA

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018, 2017 Y 2016**

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.....	45
4	Administración del riesgo financiero	49
5	Información por segmentos.....	54
6	Instrumentos financieros por categoría.....	56
7	Activos intangibles.....	60
8	Propiedades, planta y equipo	60
9	Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	63
10	Inventarios.....	67
11	Otros créditos	67
12	Créditos por ventas.....	67
13	Efectivo y equivalentes de efectivo	67
14	Provisiones.....	68
15	Impuesto a las ganancias.....	75
16	Préstamos.....	76
17	Otros pasivos.....	78
18	Cuentas por pagar.....	78
19	Ingresos	78
20	Costos	81
21	Gastos por naturaleza	81
22	Otros resultados operativos, netos.....	83
23	Resultados financieros, netos	83
24	Inversiones en Uniones Transitorias.....	83
25	Patrimonio	85
26	Resultado neto por acción.....	85
27	Asuntos relacionados con las Entidades de Maxus	86
28	Activos y pasivos contingentes	95
29	Compromisos contractuales	101
30	Principales regulaciones y otros	114
31	Saldos y transacciones con partes relacionadas.....	136
32	Planes de beneficios y obligaciones similares	139
33	Activos y pasivos en monedas distintas del peso.....	142
34	Hechos posteriores.....	143



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
ASC	Accounting Standards Codification
Asociada	Sociedad sobre la cual YPF posee influencia significativa conforme lo dispuesto por la NIC 28.
BNA	Banco de la Nación Argentina
BO	Boletín Oficial de la República Argentina
BOE	Barril de petróleo equivalente
BONAR	Bonos de la Nación Argentina
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CDS	Asociada Central Dock Sud S.A.
CFO	Chief Financial Officer
CIMSA	Subsidiaria Compañía de Inversiones Mineras S.A.
CINIIF	Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera
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
EBITDA	Ganancia antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones
El Grupo	YPF y sus subsidiarias
Eleran	Subsidiaria Eleran Inversiones 2011 S.A.U.
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
FACPCCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
FASB	Financial Accounting Standards Board
FOB	Free on board
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL	Gas natural licuado
GNNC	Gas natural no contabilizado
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
IDS	Asociada Inversora Dock Sud S.A.
IEASA (ex ENARSA)	Integración Energética Argentina S.A. (ex Energía Argentina S.A.)
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPIM	Índice de Precios Internos al por Mayor
IVA	Impuesto al Valor Agregado
LGS	Ley General de Sociedades de la República Argentina 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	Ex 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.
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
Peso	Peso argentino
PIST	Punto de Ingreso al Sistema de Transporte
Profertil	Negocio conjunto Profertil S.A.
Refinor	Negocio conjunto Refinería del Norte S.A.
ROD	Record of Decision
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía
Subsidiaria	Sociedad sobre la cual YPF tiene control, conforme lo dispuesto por la NIIF 10
TCF	Trillones de pies cúbicos
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.A.U.
Y-GEN II	Negocio conjunto Y-GEN Eléctrica II S.A.U.
YPF Brasil	Subsidiaria YPF Brasil Comércio Derivado de Petróleo Ltda.
YPF Chile	Subsidiaria YPF Chile S.A.
YPF EE	Negocio conjunto 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
YTEC	Subsidiaria YPF Tecnología S.A.



INFORMACIÓN LEGAL

Domicilio legal

Macacha Güemes 515 – Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.

Ejercicio económico

N° 42 iniciado el 1° de enero de 2018.

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.

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 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	Notas	2018	2017	2016
ACTIVO				
Activo no corriente				
Activos intangibles.....	7	20.402	9.976	8.114
Propiedades, planta y equipo	8	699.087	354.443	308.014
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.....	9	32.686	6.045	5.488
Activos mantenidos para su disposición	3	-	8.823	-
Activos por impuesto diferido, netos	15	301	588	564
Otros créditos	11	9.617	1.335	3.909
Créditos por ventas	12	23.508	2.210	87
Inversiones en activos financieros	6	-	-	7.737
Total del activo no corriente		785.601	383.420	333.913
Activo corriente				
Activos mantenidos para su disposición	3	3.189	-	-
Inventarios.....	10	53.324	27.149	21.808
Activos de contratos	19	420	142	12
Otros créditos	11	21.867	12.684	13.456
Créditos por ventas	12	72.646	40.649	33.645
Inversiones en activos financieros	6	10.941	12.936	7.548
Efectivo y equivalentes de efectivo	13	46.028	28.738	10.757
Total del activo corriente		208.415	122.298	87.226
TOTAL DEL ACTIVO		994.016	505.718	421.139
PATRIMONIO				
Aportes de los propietarios		10.518	10.402	10.403
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		348.682	141.893	108.352
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante		359.200	152.295	118.755
Interés no controlante.....		3.157	238	(94)
TOTAL DEL PATRIMONIO		362.357	152.533	118.661
PASIVO				
Pasivo no corriente				
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición	3	-	4.193	-
Provisiones.....	14	83.388	54.734	47.358
Pasivos por impuesto diferido, netos	15	91.125	37.645	42.465
Pasivos de contratos	19	1.828	1.470	-
Cargas fiscales		2.175	220	98
Préstamos	16	270.252	151.727	127.568
Otros pasivos	17	549	277	336
Cuentas por pagar.....	18	3.373	185	2.187
Total del pasivo no corriente		452.690	250.451	220.012
Pasivo corriente				
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición	3	3.133	-	-
Provisiones.....	14	4.529	2.442	1.994
Impuesto a las ganancias a pagar		357	191	176
Pasivos de contratos	19	4.996	1.460	14
Cargas fiscales		10.027	6.879	4.440
Remuneraciones y cargas sociales		6.154	4.132	3.094
Préstamos	16	64.826	39.336	26.777
Otros pasivos	17	722	2.383	4.390
Cuentas por pagar.....	18	84.225	45.911	41.581
Total del pasivo corriente		178.969	102.734	82.466
TOTAL DEL PASIVO		631.659	353.185	302.478
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO		994.016	505.718	421.139

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 7 - MARZO - 2019GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3FERNANDO 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 RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018, 2017 Y 2016

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	Notas	2018	2017	2016
Resultado neto				
Ingresos.....	19	435.820	252.813	210.100
Costos.....	20	(359.570)	(211.812)	(177.304)
Resultado bruto.....		76.250	41.001	32.796
Gastos de comercialización.....	21	(27.927)	(17.954)	(15.212)
Gastos de administración.....	21	(13.922)	(8.736)	(7.126)
Gastos de exploración.....	21	(5.466)	(2.456)	(3.155)
Recupero / (Deterioro) de propiedades, planta y equipo.....	2.c y 8	2.900	5.032	(34.943)
Otros resultados operativos, netos.....	22	11.945	(814)	3.394
Resultado operativo.....		43.780	16.073	(24.246)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos.....	9	4.839	1.428	588
Ingresos financieros.....	23	100.083	17.623	16.759
Costos financieros.....	23	(63.681)	(28.629)	(24.944)
Otros resultados financieros.....	23	5.123	2.208	2.039
Resultados financieros, netos.....	23	41.525	(8.798)	(6.146)
Resultado antes de impuesto a las ganancias.....		90.144	8.703	(29.804)
Impuesto a las ganancias.....	15	(51.538)	3.969	1.425
Resultado neto del ejercicio.....		38.606	12.672	(28.379)
Otros resultados integrales				
<i>Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>				
Diferencia de conversión de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos.....		(18.307)	(641)	(938)
Resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos ⁽¹⁾		14.006	-	-
Diferencia de conversión reversada al resultado neto del ejercicio ⁽²⁾		1.572	-	-
Diferencia de conversión de activos mantenidos para su disposición.....		-	(499)	-
<i>Conceptos que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>				
Diferencia de conversión de YPF.....		175.329	23.057	28.352
Otros resultados integrales del ejercicio.....		172.600	21.917	27.414
Resultado integral del ejercicio.....		211.206	34.589	(965)
Resultado neto del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante.....		38.613	12.340	(28.237)
Interés no controlante.....		(7)	332	(142)
Otros resultados integrales del ejercicio atribuibles a:				
Accionistas de la controlante.....		169.674	21.917	27.414
Interés no controlante.....		2.926	-	-
Resultado integral del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante.....		208.287	34.257	(823)
Interés no controlante.....		2.919	332	(142)
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante..				
Básico y diluido.....	26	98,43	31,43	(72,13)

(1) Resultado asociado a las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso. Ver política contable en Nota 2.b.1.
(2) Corresponde a la reversión a resultados por la disposición parcial de la inversión en YPF EE. Ver Nota 3.

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 7 - MARZO - 2019Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29FERNANDO 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 2018, 2017 Y 2016**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	2018								Total
	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	
Saldos al inicio del ejercicio	3.924	6.085	9	16	36	(91)	(217)	640	10.402
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽⁵⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al inicio del ejercicio modificados	3.924	6.085	9	16	36	(91)	(217)	640	10.402
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽⁴⁾	-	-	-	-	308	-	-	-	308
Recompra de acciones propias en cartera.....	(3)	(4)	3	4	-	(120)	-	-	(120)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	2	3	(2)	(3)	(229)	222	(65)	-	(72)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 27 de abril de 2018 ⁽³⁾ ..	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 12 de diciembre de 2018 ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.923	6.084	10	17	115	11	(282)	640	10.518

	2018						Patrimonio atribuible a			Total del patrimonio
	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	
Saldos al inicio del ejercicio	2.007	-	-	100	-	127.446	12.340	152.295	238	152.533
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽⁵⁾	-	-	-	-	-	-	(298)	(298)	-	(298)
Saldos al inicio del ejercicio modificados	2.007	-	-	100	-	127.446	12.042	151.997	238	152.235
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	308	-	308
Recompra de acciones propias en cartera.....	-	-	-	-	-	-	-	(120)	-	(120)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	-	(72)	-	(72)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 27 de abril de 2018 ⁽³⁾ ..	-	1.200	11.020	120	-	-	(12.340)	-	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 12 de diciembre de 2018 ⁽³⁾	-	(1.200)	-	-	-	-	-	(1.200)	-	(1.200)
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	169.674	-	169.674	2.926	172.600
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	38.613	38.613	(7)	38.606
Saldos al cierre del ejercicio	2.007	-	11.020	220	-	297.120 ⁽¹⁾	38.315	359.200	3.157	362.357

(1) Incluye 307.720 correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de YPF, (21.680) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar y 11.080 correspondientes al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso, 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.

(5) Corresponde al cambio en la política contable detallado en la Nota 2.b.26.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016 (Cont.)**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	2017								
	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	3.923	6.085	10	16	61	(152)	(180)	640	10.403
Devengamiento de planes de beneficios en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	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 .	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones de las reuniones de Directorio del 8 de junio, 9 de julio y 14 de diciembre de 2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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							Patrimonio atribuible a		
	Reservas							Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados			
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 ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	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 .	-	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	-	(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 32.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016 (Cont.)**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2016								
	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	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					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	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.

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 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2018	2017	2016
Actividades operativas:			
Resultado neto	38.606	12.672	(28.379)
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las operaciones:</i>			
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(4.839)	(1.428)	(588)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	87.569	53.512	44.752
Amortización de activos intangibles	1.749	838	717
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	12.101	4.592	5.791
Cargo por impuesto a las ganancias	51.538	(3.969)	(1.425)
(Recupero) / Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(2.900)	(5.032)	34.943
Aumento neto de provisiones	(3.422)	4.924	6.040
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros ⁽¹⁾	(28.611)	7.611	3.298
Planes de beneficios en acciones	308	162	153
Seguros devengados	(417)	(206)	-
Resultado por revaluación de sociedades	(11.980)	-	-
Resultado por desconsolidación de subsidiarias	-	-	(1.528)
<i>Cambios en activos y pasivos:</i>			
Créditos por ventas	(25.912)	(8.073)	(16.079)
Otros créditos	(9.873)	895	5.406
Inventarios	951	(1.556)	1.396
Cuentas por pagar	18.769	3.747	(1.103)
Cargas fiscales	2.615	2.550	(1.776)
Remuneraciones y cargas sociales	1.904	1.065	784
Otros pasivos	(1.178)	(717)	190
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(2.652)	(1.388)	(1.753)
Activos de contratos	(278)	(130)	73
Pasivos de contratos	2.179	2.661	(30)
Dividendos cobrados	583	328	420
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	496	-	607
Pagos de impuesto a las ganancias	(2.248)	(1.084)	(2.726)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas	125.058	71.974	49.183
Actividades de inversión:⁽²⁾			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(88.293)	(59.618)	(64.160)
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(280)	(891)	(448)
Cobros por ventas de activos financieros	7.879	4.287	1.072
Intereses cobrados de activos financieros	750	980	483
Pagos por combinación de negocios	(2.307)	-	-
Pagos por adquisición de activos financieros	-	-	(3.476)
Cobro de seguros por daño material	-	-	355
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(82.251)	(55.242)	(66.174)
Actividades de financiación:⁽²⁾			
Pago de préstamos	(55.734)	(36.346)	(73.286)
Pago de intereses	(26.275)	(17.912)	(16.330)
Préstamos obtenidos	39.673	54.719	101.322
Recompra de acciones propias	(120)	(100)	(50)
Dividendos pagados	(1.200)	(716)	(889)
Aportes del interés no controlante	-	-	50
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(43.656)	(355)	10.817
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo ..	18.139	1.665	1.692
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	-	(61)	-
Desconsolidación de subsidiarias	-	-	(148)
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	17.290	17.981	(4.630)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	28.738	10.757	15.387
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	46.028	28.738	10.757
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	17.290	17.981	(4.630)

(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:

	2018	2017	2016
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y cánones por extensión de concesiones pendientes de cancelación	11.561	6.019	6.559
Altas (Bajas) por costos de abandono de pozos de hidrocarburos	(11.710)	(4.913)	2.243
Aportes en negocios conjuntos	-	19	-
Dividendos a cobrar	-	-	100
Incremento de inversiones en activos financieros a través de una disminución en créditos por ventas y otros créditos	-	-	9.918

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 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29FERNANDO 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 2018, 2017 Y 2016**

(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)

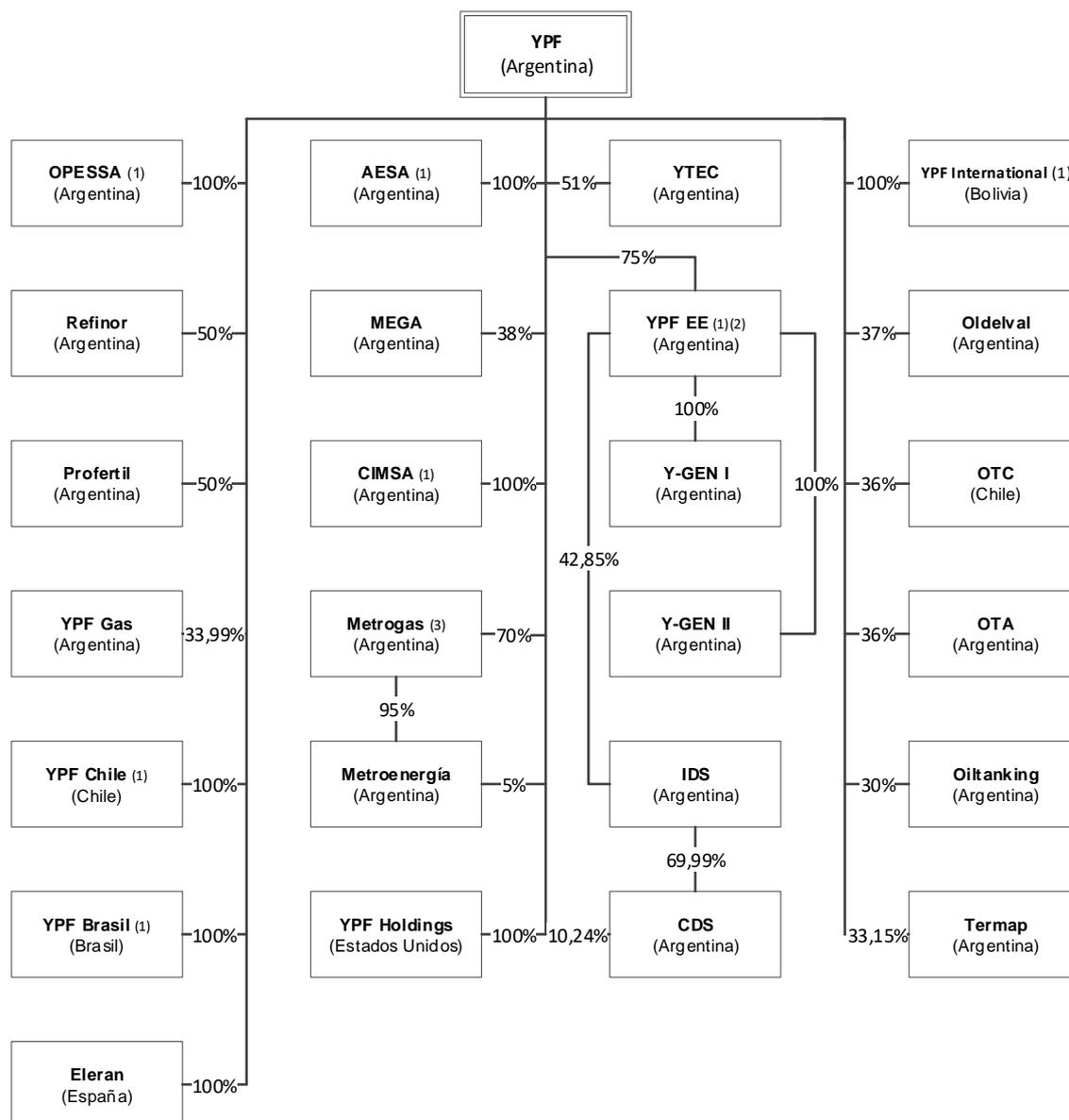
**1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO**Información general

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 2018:



(1) Tenencia directa e indirecta.

(2) Ver Nota 3.

(3) Ver Nota 30.h.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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

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

Al 31 de diciembre de 2018, 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 2018 se presentan sobre la base de las NIIF emitidas por el IASB y las interpretaciones emitidas por el CINIIF.

Asimismo, fueron incluidas algunas cuestiones adicionales requeridas por la LGS y/o regulaciones de la CNV.

Los importes y otra información correspondientes a los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 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 7 de marzo de 2019.

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 con el 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.

Criterios contables

Los estados financieros consolidados del Grupo han sido confeccionados de conformidad con el criterio del costo histórico, excepto por los activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados y pagos basados en acciones medidos a valor razonable.

Los activos y pasivos no monetarios de las subsidiarias con moneda funcional peso fueron reexpresados en moneda de cierre. Ver Nota 2.b.1.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016**

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

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 período o ejercicio sobre el que se informa. La norma detalla una serie de factores cuantitativos y cualitativos a considerar para determinar si una economía es o no hiperinflacionaria. En los últimos años, los niveles de inflación en Argentina han sido altos, habiendo acumulado una tasa de inflación en los últimos tres años que ha superado el 100%. Asimismo, se observa la presencia de ciertos factores cualitativos y circunstancias recientes, tales como la significativa devaluación del peso, que llevan a concluir que debe reanudarse la aplicación del ajuste por inflación de los estados financieros anuales o intermedios correspondientes a los ejercicios anuales y períodos intermedios que finalicen a partir del 1° de julio de 2018.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

Las sociedades no podían presentar sus estados financieros reexpresados debido a que el Decreto N° 664/03 del PEN prohibía a los organismos oficiales (entre ellos, la CNV) recibir estados financieros ajustados por inflación.

A través de la Ley N° 27.468, publicada el 4 de diciembre del 2018 en el BO, se derogó el Decreto N° 1.269/02 del PEN y sus modificatorios (incluido el Decreto N° 664/03 del PEN antes mencionado). Las disposiciones de la mencionada ley entraron en vigencia a partir del 28 de diciembre de 2018, fecha en la cual se publicó la Resolución General N° 777/18 de CNV, la cual estableció que los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales que cierren a partir del 31 de diciembre de 2018 inclusive, deben presentarse ante ese organismo de control en moneda homogénea, conforme lo establecido por la NIC 29. Para aquellas cuestiones no tratadas específicamente en las normas mencionadas, se podrán utilizar las guías orientativas de aplicación de la FACPCE.

Si bien la aplicación de la NIC 29 no afecta directamente a YPF por poseer moneda funcional dólar estadounidense según se menciona en el apartado b) de la presente Nota, sí afecta a las inversiones que la Sociedad posee en sus subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos que poseen moneda funcional peso, las cuales han reexpresado sus estados financieros.

De acuerdo con los lineamientos de la NIC 29, el ajuste se realizó tomando como base la última fecha en que las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos que poseen moneda funcional peso ajustaron sus estados financieros para reflejar los efectos de la inflación. Para ello, en términos generales, se computó en los saldos de activos y pasivos no monetarios la inflación producida desde la fecha de adquisición o incorporación al patrimonio de dichas sociedades, o bien desde la fecha de revaluación del activo, según corresponda. Del reconocimiento del ajuste por inflación en dichos estados financieros, tuvo lugar un incremento en los valores de las partidas no monetarias hasta el límite de su valor recuperable, con su consecuente efecto en el impuesto diferido. Con relación a los resultados del ejercicio, además de la reexpresión de los ingresos, costos, gastos y demás partidas, se incluyó el resultado por la posición monetaria neta en una línea por separado dentro de los otros resultados financieros.

De acuerdo con lo mencionado precedentemente, la aplicación de la NIC 29 generó un incremento en la situación patrimonial, en el resultado neto y en los otros resultados integrales del ejercicio de la Sociedad.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

Moneda de presentación

De acuerdo con 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.

Efectos de la conversión de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional correspondiente a una economía hiperinflacionaria

La NIC 21 requiere que los estados financieros de una subsidiaria cuya moneda funcional sea la correspondiente a una economía hiperinflacionaria sean reexpresados de acuerdo con la NIC 29 antes de ser incluidos en los estados financieros consolidados de su controlante cuya moneda funcional sea la de una no hiperinflacionaria, con la excepción de sus cifras comparativas.

Siguiendo los lineamientos mencionados precedentemente, los resultados y situación financiera de las subsidiarias con moneda funcional peso se convirtieron al dólar estadounidense utilizando los siguientes procedimientos: todos los importes (es decir, activos, pasivos, partidas del patrimonio, gastos e ingresos) se convirtieron al tipo de cambio correspondiente a la fecha de cierre de los estados financieros, excepto las cifras comparativas, que fueron las presentadas como importes corrientes dentro de los estados financieros del ejercicio precedente (es decir, estos importes no se ajustaron por las variaciones posteriores que se produjeron en el nivel de precios o en los tipos de cambio). De esta manera, el efecto de la reexpresión de las cifras comparativas fue reconocido dentro de los otros resultados integrales.

Estos criterios también fueron aplicados por el Grupo para sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

Cuando la economía en cuestión deje de ser hiperinflacionaria y la entidad deje de reexpresar sus estados financieros de acuerdo con la NIC 29, utilizará como costos históricos, para convertirlos a la moneda de presentación, los importes reexpresados según el nivel de precios en la fecha en que la entidad dejó de hacer la citada reexpresión.

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.

2.b.2) Activos financieros

Clasificación

De acuerdo con 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

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.

Deterioro de activos financieros

El Grupo evalúa el deterioro de sus activos financieros medidos a costo amortizado siguiendo el modelo de las pérdidas crediticias esperadas. La metodología de deterioro aplicada depende de si ha habido un aumento significativo en el riesgo de crédito.

Para los créditos por ventas, el Grupo aplica el enfoque simplificado permitido por la NIIF 9, que requiere que las pérdidas esperadas durante toda la vida del crédito se reconozcan a partir de su reconocimiento inicial. Ver Nota 2.b.18.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

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.E. 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.

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 2018, 2017 y 2016.

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 con 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%.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLELMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

Depreciaciones

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

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

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

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.

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:

- 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.
- 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

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 considerando la mejor información disponible interna y externa. 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. Dichos cambios son reconocidos siguiendo los lineamientos de la CINIIF 1.

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.

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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

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 en la 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.

- 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.

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 Notas 3 y 5.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.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.

Este plan consiste en otorgar a cada empleado elegido para participar en las mismas acciones de la Sociedad con la condición de 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 con 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

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes

De acuerdo con la NIIF 15, el Grupo ha clasificado los principales contratos con clientes de acuerdo con el siguiente detalle:

- 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 el control de los bienes es transferido 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 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.

Tal como se menciona en la Nota 2.b.26, con la entrada en vigencia de la NIIF 15, el Grupo ha utilizado el método retrospectivo completo para la aplicación de la norma, el cual no ha generado efecto en las políticas contables relacionadas al reconocimiento contable de ingresos procedentes de contratos con los clientes por los ejercicios 2017 y 2016.

En aplicación de la NIC 18 durante los ejercicios 2017 y 2016, los ingresos por ventas de petróleo crudo, productos destilados y gas natural se reconocieron en el momento en que la propiedad y los riesgos fueron transferidos al cliente de acuerdo con las siguientes condiciones:

- El Grupo transfirió al comprador los riesgos y beneficios significativos derivados de la propiedad de los bienes.
- El Grupo no retuvo el manejo de los bienes vendidos ni conservó el control efectivo sobre los mismos.
- El importe de los ingresos pudo medirse de manera confiable.
- Se consideró probable que la entidad recibiera los beneficios económicos asociados con la transacción.
- Los costos incurridos, o por incurrirse, en relación con la transacción pudieron medirse de manera confiable.

En aplicación de la NIC 11 durante los ejercicios 2017 y 2016, los ingresos y costos relacionados con las actividades de construcción desarrollados por AESA se reconocieron 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 fueron imputados al resultado del ejercicio en que se determinaron.

Reconocimiento de ingresos por esquema de incentivos

A continuación, se describen los principales ingresos que se encuadran dentro del alcance de la NIC 20 "Contabilización de las subvenciones del Gobierno e información a revelar sobre ayudas gubernamentales":

- Beneficios por el programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural y por el programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales

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 y por el MINEM mediante la Resolución 46-E/2017, respectivamente (ver Nota 30.g), 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.

- Compensaciones por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial
- Consisten en compensaciones económicas a las empresas productoras y refinadoras de hidrocarburos comprometidas a asegurar el suministro de gas oil en los volúmenes necesarios para cubrir las necesidades internas. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro "Ingresos" en el estado de resultados integrales.

- Compensación de los menores ingresos que las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciben de sus usuarios

Consisten en compensaciones recibidas 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 GNCC respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro "Ingresos" en el estado de resultados integrales.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

- Pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las Distribuidoras y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019

Según Decreto N° 1053/18 el Estado Nacional asumió el pago de las diferencias generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en el período mencionado. Los incentivos mencionados han sido incluidos como recuperos en el rubro "Costos" en el estado de resultados integrales.

- Asistencia económica transitoria recibida por Metrogas

Dictada por el MINEM en la Resolución N° 312-E/2016 y por la ex Secretaría de Energía de la Nación en la Resolución N° 263/2015 (ver Nota 30.h), tuvo 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 concluyera con la Revisión Tarifaria. Los incentivos mencionados fueron incluidos en el rubro "Otros resultados operativos, netos" dentro del estado de resultados integrales.

- 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 PEN 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.

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.

Asimismo, ver Nota 2.b.26 respecto de la entrada en vigencia con fecha 1° de enero de 2019 de la NIIF 16 "Arrendamientos".

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.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.

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 del 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 con 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, préstamos y pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición.

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.

Los activos por impuesto diferido se registran en la medida en que sea probable la existencia de ganancias imponibles en el futuro contra las cuales se puedan compensar las diferencias temporarias.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio incluye el cargo por impuesto corriente y diferido. Los cargos por impuesto a las ganancias se reconocen en el estado de resultados, excepto si se relacionan con conceptos contabilizados en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio, en cuyo caso, el impuesto se contabiliza en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio, respectivamente.

El cargo por impuesto a las ganancias se calcula de acuerdo con las leyes impositivas aprobadas, o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente terminado a la fecha de cierre de cada ejercicio en los países en los que la Sociedad y sus subsidiarias operan y generan ganancias gravadas. El Grupo evalúa regularmente las posiciones adoptadas en las declaraciones juradas de impuestos con respecto a situaciones en las que las normas impositivas están sujetas a interpretaciones. El Grupo constituye provisiones cuando sea apropiado en base a las sumas que se esperan pagar a las autoridades fiscales.

De acuerdo con las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.430 de Reforma Tributaria publicada en el BO el 29 de diciembre de 2017 (ver Nota 30.j), la alícuota general del impuesto se redujo del 35% para los ejercicios 2016 y 2017 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, el principal impacto contable de esta 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 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. Cabe destacar que, conforme lo establecido por la Ley N° 27.260, este impuesto será derogado para los ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2019.

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 con la Ley 27.260 YPF ha solicitado la exención (en beneficio de sus accionistas) de este impuesto. Dicha exención aplicó 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.

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.a).

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

Adicionalmente, el Grupo está sujeto a los regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos que se detallan en la Nota 30.d.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016**

**2. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS (Cont.)****2.b.16) Cuentas de patrimonio**

Las partidas de patrimonio han sido valuadas de acuerdo con las normas contables vigentes a la fecha de transición. La registración de movimientos del mencionado rubro se realizó de acuerdo con 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.

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 2018, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

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. Durante el ejercicio 2017, esta reserva fue desafectada para absorber saldos negativos de la cuenta "Resultados acumulados", de acuerdo con lo dispuesto por la Resolución antes mencionada.

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 con 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.

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, 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 2018, el Grupo sólo utilizó instrumentos financieros derivados con cotización en mercados activos (contratos de tipo de cambio futuro en dólares) y no aplicó la contabilización de cobertura.
- Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, el Grupo no utilizó instrumentos financieros derivados.
- Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, el Grupo sólo utilizó instrumentos financieros derivados con cotización en mercados activos (contratos de tipo de cambio futuro en dólares) y no aplicó la contabilización de cobertura.

Los resultados de los instrumentos financieros derivados se clasifican dentro de "Resultados financieros, netos" en el estado de resultados integrales.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 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.

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.

En base a los lineamientos de la NIIF 9, se constituye una provisión por incobrabilidad mediante la elaboración de una matriz por tramos, agrupando los activos en función del tipo de cliente: i) partes relacionadas, ii) sector público y iii) sector privado. Luego se sub-agrupan en base a determinadas características especiales indicativas de la capacidad de devolución del crédito tales como i) atrasos de pagos, ii) existencia de garantías y iii) existencia de un procedimiento judicial o en proceso de iniciar acciones legales tendientes al cobro, entre otros. Definido cada grupo, se asigna una tasa de incobrabilidad esperada calculada en función a tasas de impago históricas ajustadas a las condiciones económicas futuras.

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", así como también sus recuperos posteriores.

Con la entrada en vigencia de la NIIF 9, el Grupo ha aplicado los cambios en la norma retroactivamente sin reexpresión de las cifras comparativas, por lo que la diferencia entre las cifras contables previas y las cifras iniciales nuevas resultantes de la aplicación inicial de la norma, se reconocieron como un ajuste en los "Resultados acumulados" al 1° de enero de 2018. La información presentada por 2017 y 2016 no refleja los requerimientos de la NIIF 9 sino los de la NIC 39 en relación con el deterioro de activos financieros.

En la aplicación de la NIC 39 durante los ejercicios 2017 y 2016, se indicaba la registración de una desvalorización del activo sólo con la existencia de evidencia objetiva de pérdida de valor, en función a la diferencia entre el valor contable del activo y 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.

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.

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 con 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 3 permite un plazo de 12 meses a partir de la fecha de adquisición para finalizar con el proceso de medición de una combinación de negocios. Cuando esta registración no se completa al cierre del ejercicio en el cual tiene lugar la combinación de negocios, el Grupo informa los montos provisorios.

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

Al producirse la disposición de un negocio con moneda funcional distinta del dólar (total o parcial pero que implique la pérdida de control de una subsidiaria), todas las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio respecto de ese negocio se reclasifican al resultado del ejercicio.

En caso de disposición 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 y pasivos asociados

El activo (o grupo de activos) es clasificado como mantenido para su disposición junto con sus pasivos asociados cuando el Grupo recuperará sus valores residuales a través de la disposición del mismo (más que a través de su utilización) y cuando dicha disposición es altamente probable. 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 este activo (o grupo de activos).

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.

Los activos 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 31 de diciembre de 2018, el Grupo clasificó ciertas áreas como activos mantenidos para su disposición. Ver Nota 3.

Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo clasificó la inversión en YPF EE como activo mantenido para su disposición. Ver Nota 3.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.25) Costos por préstamos

Los costos por préstamos que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos para los cuales se requiere de un periodo prolongado para ponerlos en las condiciones requeridas para su uso o venta, se capitalizan como parte del costo de esos activos hasta que los activos están sustancialmente listos para su uso o venta. Los intereses son capitalizados de acuerdo con la tasa promedio de endeudamiento del Grupo. Las diferencias de cambio por los préstamos en moneda extranjera son capitalizadas si son considerados un ajuste a los costos por interés. El resto de los costos derivados de préstamos se reconocen como gastos en el periodo en el que se incurren.

2.b.26) 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

- **NIIF 15 – Ingresos 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).

Esta norma reemplazó las siguientes Normas e Interpretaciones:

- 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".

La NIIF 15 presenta un modelo detallado de cinco pasos para explicar los ingresos procedentes de contratos con clientes:

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.

Su principio fundamental reside en que una entidad debe 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, al momento de satisfacer una obligación de desempeño. Un activo se transfiere cuando (o a medida que) el cliente obtiene el control de ese activo, definido como la capacidad para dirigir el uso y obtener sustancialmente todos los beneficios restantes del activo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

Asimismo, ha introducido más indicaciones prescriptivas:

- Si el contrato (o la combinación de contratos) contiene más de un bien o servicio prometido, 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. 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.
- Cuando los costos incurridos para concretar un contrato y los costos para cumplirlo puedan reconocerse como un activo.

Las políticas contables relacionadas con los ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes del Grupo se describen detalladamente en la Nota 2.b.11.

El Grupo ha utilizado el método retrospectivo completo para la aplicación de la norma, el cual no ha generado efecto en las políticas contables relacionadas al reconocimiento contable de ingresos procedentes de contratos con los clientes y por ende no han existido efectos sobre los resultados acumulados iniciales.

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; y (iv) el devengamiento contable de ingresos; respecto de los criterios de reconocimiento de ingresos aplicados anteriormente.

El Grupo ha adoptado la terminología utilizada por la norma, identificando a los “Activos de contratos” y “Pasivos de contratos”. De este modo se han realizado ciertas reclasificaciones en el estado de situación financiera en las cifras comparativas por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 como se detallan a continuación:

	Cifras emitidas al 31 de diciembre de 2017		Reclasificaciones NIIF 15		Cifras reexpresadas al 31 de diciembre de 2017	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Activo						
Inventarios	-	27.291	-	(142)	-	27.149
Activos de contratos	-	-	-	142	-	142
Pasivo						
Cuentas por pagar	1.655	47.371	(1.470)	(1.460)	185	45.911
Pasivos de contratos	-	-	1.470	1.460	1.470	1.460
Cifras emitidas al 31 de diciembre de 2016						
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Activo						
Inventarios	-	21.820	-	(12)	-	21.808
Activos de contratos	-	-	-	12	-	12
Pasivo						
Cuentas por pagar	2.187	41.595	-	(14)	2.187	41.581
Pasivos de contratos	-	-	-	14	-	14

Adicionalmente, la NIIF 15 introduce requerimientos destinados a proporcionar nuevos desgloses de información a revelar. En función al análisis que la Dirección de la Sociedad realiza sobre los ingresos, la Nota 19 ha sido desglosada por (i) tipo de bien o servicio; (ii) canales de venta; y (iii) mercado de destino, de acuerdo con los segmentos de negocio reportados.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

• 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. Para dichos pasivos 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 dicho tratamiento cree o aumente una incoherencia de medición (asimetría contable) en los resultados, siendo que con NIC 39 se reconocía en el resultado del ejercicio. Estos cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo de crédito del pasivo financiero no son reclasificados posteriormente a los resultados del ejercicio.

El Grupo ha adoptado la NIIF 9 a partir de la fecha de transición en forma anticipada de acuerdo con 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 generó efecto alguno en referencia a los tratamientos descriptos.

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 elegibles 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 requerimientos de revelación sobre las actividades de gestión de riesgo de la entidad.

La entrada en vigencia de la norma, relacionada a contabilidad de coberturas, no ha generado efecto alguno dado que el Grupo no ha realizado este tipo de operaciones durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016.

Método del 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 emisión de los estados financieros para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial.

El Grupo calculó el deterioro de sus activos financieros y activos de contratos, aplicando la política contable descrita en la Nota 2.b.18 de los presentes estados financieros consolidados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 este modo, se reemplaza la política contable anterior en la cual se indicaba la registración de una desvalorización del activo sólo con la existencia de evidencia objetiva de pérdida de valor, en función a la diferencia entre el valor contable del activo y 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.

Siguiendo la excepción prevista por la NIIF 9, el Grupo ha aplicado los cambios en la norma retroactivamente sin reexpresión de las cifras comparativas, por lo que la diferencia entre las cifras contables previas y las cifras iniciales nuevas resultantes de la aplicación inicial de la norma, se reconocieron como un ajuste en los "Resultados acumulados" al 1° de enero de 2018. La información presentada por 2017 no refleja los requerimientos de la NIIF 9 sino los de la NIC 39 en relación con el deterioro de activos financieros. La aplicación del modelo de deterioro introducido por la norma generó una pérdida de 425 con su correspondiente efecto en el impuesto diferido de 127, siendo el efecto neto expuesto en el estado de cambios en el patrimonio de 298, no siendo significativo en la posición y/o desempeño financiero del Grupo.

• **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.

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

• **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.

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

• **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 irrevocables.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLELMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.

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

- **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”).

La aplicación de la interpretación mencionada no ha tenido efecto en los estados financieros consolidados del Grupo.

- **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.

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 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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



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

• **NIIF 16 – Arrendamientos**

Naturaleza del cambio

La NIIF 16 se emitió en enero de 2016. Resultará en que casi todos los arrendamientos sean reconocidos en el estado de situación financiera por los arrendatarios, ya que se elimina la distinción entre arrendamientos operativos y financieros. Bajo la nueva norma, se reconocen un activo (el derecho de uso del elemento arrendado) y un pasivo financiero para pagar los arrendamientos. Las únicas excepciones son los arrendamientos a corto plazo y de bajo valor.

Descripción de los requerimientos de la norma

La NIIF 16 se encuentra en vigencia para períodos sobre el que se informa que comiencen el 1° de enero de 2019, permitiendo su aplicación anticipada para aquellas entidades que hayan aplicado la NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”.

Esta norma reemplazará la NIC 17 “Arrendamientos” y sus interpretaciones después de la fecha en que entre en vigencia.

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.

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;
- 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.

El modelo introducido por esta norma se basa en la definición de arrendamiento, la cual se relaciona principalmente con el concepto de control. NIIF 16 distingue entre contratos de arrendamiento y contratos de servicios sobre la base de si un activo identificado se encuentra bajo el control del cliente, el cual existe en tanto el cliente tenga el derecho a: i) obtener sustancialmente todos los beneficios económicos del uso del activo; y ii) a dirigir el uso del mismo.

Para el 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 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.

Para el arrendatario:

La norma exige que una vez identificado el arrendamiento, una entidad reconocerá las siguientes partidas:

- Activo por derecho de uso, cuyo costo incluye:
 - (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 dismantelar 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, medido como la sumatoria de los pagos futuros por arrendamiento, descontados utilizando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, o en su defecto la tasa incremental por préstamos del arrendatario.

Los pasivos por arrendamiento deben incluir:

- (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 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

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.

Evaluación preliminar

Durante el ejercicio 2018, el Grupo ha desarrollado el proyecto de implementación de NIIF 16 a fin de evaluar los efectos de aplicación de la presente norma entre los que se encuentran los impactos en los estados financieros consolidados, indicadores de rendimiento clave y las métricas financieras, como así también el desarrollo de las políticas contables. Adicionalmente, se ha realizado una evaluación de los cambios necesarios en los sistemas y procesos. A estos fines, el Grupo revisó sustancialmente todos los acuerdos de arrendamiento durante el último año a la luz de las nuevas reglas contables de arrendamiento en la NIIF 16.

De dicho análisis, se concluyó preliminarmente que la nueva definición de arrendamiento no genera un cambio significativo en el alcance de los contratos considerados como arrendamiento.

El Grupo espera reconocer activos con derecho de uso y pasivos por arrendamientos de aproximadamente 23.059 el 1° de enero de 2019 en el estado de situación financiera, medidos al valor presente de los pagos futuros por arrendamientos.

Con respecto al estado de resultados integrales, el Grupo espera que el resultado neto del ejercicio disminuya en aproximadamente 541 para el ejercicio 2019 como resultado del reconocimiento de las depreciaciones de los activos con derecho de uso y del devengamiento de intereses de los pasivos por arrendamientos.

Por otro lado, en el estado de flujo de efectivo, debido a que el reembolso de la parte principal de los pasivos por arrendamiento se clasificará como flujos de efectivo de actividades de financiación, el Grupo espera que los mismos disminuyan y que los flujos de efectivo de actividades operativas aumenten en aproximadamente 9.224 para 2019.

La aplicación de la presente norma no tendrá efecto sobre los resultados acumulados dado que el Grupo tiene la intención de aplicar el modelo simplificado sin reexpresión de las cifras comparativas, reconociendo un activo por derecho a uso equivalente al pasivo por arrendamiento en la fecha inicial de transición (1° de enero de 2019). No se detectan ajustes a realizar por deterioro proveniente de provisiones de contratos onerosos relacionados a estos activos por derecho a uso.

Para los arrendamientos que califiquen como de corto plazo, y arrendamientos con activos subyacentes de bajo valor, el Grupo tiene la intención de continuar reconociéndolos como gasto del período linealmente durante la duración del arrendamiento, salvo que otra base sistemática sea más representativa, de acuerdo con la opción indicada por la norma.

Además, el Grupo tiene la intención de aplicar la solución práctica de la norma por la cual aquellos arrendamientos cuyo plazo finalice dentro de los 12 meses desde la fecha de aplicación inicial, independientemente de la fecha original, y cumpliendo las condiciones para ser clasificados como de corto plazo, sigan el tratamiento descrito en el párrafo anterior.

Las actividades del Grupo como arrendador no son materiales y, por lo tanto, el Grupo no espera ningún impacto significativo en los estados financieros consolidados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

- **NIIF 9 – Cancelación anticipada con compensación negativa**

En 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.

- **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 estima que la aplicación de la interpretación mencionada no tendrá un efecto significativo sobre sus estados financieros. Adicionalmente, ver Nota 28.b.4.

- **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.

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 sus estados financieros.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

- **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.

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

En septiembre de 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 con 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.

- **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, se resumen 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 estima que la aplicación de las modificaciones a las normas mencionadas no tendrá un efecto significativo sobre sus estados financieros.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 19 – Beneficios a los empleados

En febrero de 2018, el IASB emitió modificaciones a la orientación contenida en la presente norma, en relación con la contabilización de las modificaciones, reducciones y liquidaciones de un plan.

Una entidad determinará el costo de los servicios del período presente y el interés neto por el resto del período anual, usando suposiciones actuariales determinadas al comienzo del período anual sobre el que se informa. Sin embargo, si una entidad mide nuevamente el pasivo (activo) por beneficios definidos netos, determinará el costo actual del servicio y el interés neto para el resto del período anual, empleando suposiciones actuariales actualizadas al momento posterior del cambio en el plan.

Otra modificación consiste en reconocer en los resultados cualquier reducción en un superávit, incluso si ese superávit no fuera previamente reconocido debido al impacto del límite de los activos.

El Grupo estima que la aplicación de esta modificación, vigente a partir del 1° de enero de 2019 con posibilidad de aplicación anticipada, no tendrá efectos significativos sobre sus estados financieros.

• Modificaciones a la NIIF 3 – Combinaciones de negocios

En octubre de 2018, el IASB emitió modificaciones que aclaran la definición de negocio, con el objetivo de ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como la adquisición de un activo. Las mismas resultan aplicables para las transacciones cuya fecha de adquisición sea a partir del comienzo del primer período anual sobre el que se informa que se inicie a partir del 1° de enero de 2020, permitiéndose la aplicación anticipada.

Las modificaciones:

- aclaran que, para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos;
- eliminan la evaluación de si los participantes del mercado pueden sustituir los procesos o insumos que faltan y continuar con la producción de productos;
- añaden guías y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a evaluar si se ha adquirido un proceso sustancial;
- restringen las definiciones de un negocio o de productos centrándose en bienes y servicios proporcionados a los clientes y eliminan la referencia a la capacidad de reducir costos; y
- añaden una prueba de concentración opcional que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y negocios adquiridos no es un negocio.

El Grupo estima que la aplicación de estas modificaciones no tendrá efectos significativos sobre sus estados financieros.

• Modificaciones a la NIC 1 “Presentación de estados financieros” y NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores” – Definición de material

En octubre de 2018, el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1° de enero de 2020, permitiendo su aplicación anticipada.

Las modificaciones emitidas a las definiciones de “material” o “con importancia relativa”, persiguen el objetivo de unificar la definición de dichos conceptos, a las definiciones del Marco Conceptual también modificado en 2018.

El Grupo estima que la aplicación de estas modificaciones no tendrá efectos sobre sus estados financieros.

• Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual para la Información Financiera

En marzo de 2018, el IASB emitió el Marco Conceptual revisado que resulta aplicable para períodos anuales que comiencen a partir del 1° de enero de 2020. Este proceso de revisión no implicó un cambio sustancial al conjunto de definiciones, conceptos y lineamientos utilizados como base para la preparación de la información financiera.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 y la estrategia que se defina en cada caso, 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 provisorias, 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, opciones provistas por la ley o su reglamentación, como así también en estimaciones respecto de 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 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

Provisión para deterioro de propiedades, planta y equipo

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de las propiedades, planta y equipo 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 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. Adicionalmente, los precios de petróleo no se escalan a niveles que superan los precios históricos de mercado observados en el pasado, aplicados a los volúmenes de producción futura proyectados. Los precios de gas corresponden al precio promedio ponderado por cuenca y canal, determinados de acuerdo al pronóstico de oferta y demanda del mercado.

En relación con el mercado de crudos, en años anteriores, los precios domésticos 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. En 2016, a partir de la caída continua de los precios internacionales promedio del crudo Brent, se acordó una reducción de aproximadamente 10% en el precio del petróleo crudo local por barril en comparación con el precio vigente a 31 de diciembre de 2015. Adicionalmente, en agosto de 2016, un nuevo acuerdo entre productores, refinadores y el MINEM permitió una nueva reducción gradual del precio del crudo doméstico por barril en un 2% mensual en agosto, septiembre y octubre, para una caída acumulada del 6% antes de noviembre de 2016.

Tal como se menciona en la nota 30.e, en enero de 2017, los Productores y Refinadores llegaron a un nuevo acuerdo que 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.

En relación al mercado de gas, en los últimos años se establecieron incentivos para incrementar la inyección total de gas natural (ver Nota 30.g). En particular en 2018, se caracterizó por el exceso de oferta frente a la demanda doméstica en determinados momentos del año, situación infrecuente en el pasado, lo cual impactó en la producción de gas natural a partir del cierre temporal de producción en algunas locaciones, como así también a partir de la reinyección del hidrocarburo. A partir de este nuevo escenario, y de nuevas regulaciones (ver Nota 30) y acuerdos, los precios domésticos de gas fueron impactados a la baja, visualizándose en consecuencia una reducción a futuro en los precios de ventas de gas natural en relación a los considerados en las proyecciones realizadas en 2017.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 31 de diciembre de 2016, en base a los antecedentes y a la metodología mencionada precedentemente, la reducción esperada del precio del petróleo, 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 al 31 de diciembre de 2016.

La tasa de descuento después de impuestos utilizada al 31 de diciembre de 2016 ha sido del 8,67%, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Petróleo de 71.495.

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.

La tasa de descuento después de impuestos utilizada al 31 de diciembre de 2017 ha sido del 8,28% para los años 2018 y 2019 y del 8,42% para el año 2020 en adelante, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Petróleo de 82.802.

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo reconoció una reversión en el cargo por deterioro del valor de sus activos para la UGE Petróleo de 39.837 y un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo principalmente para la UGE Gas – Cuenca Neuquina de 28.326 y UGE Gas – Cuenca Austral de 8.246.

En cuanto a la reversión en el cargo por deterioro del valor de los activos de la UGE Petróleo, su origen se basa principalmente en el aumento de las reservas de petróleo y mejoras en los costos estimados, todo aquello parcialmente compensado por principalmente: (i) el aumento de la tasa de descuento producto del aumento de la tasa de riesgo país y costo de la deuda y (ii) mayores inversiones asociadas a las mayores reservas consideradas en el flujo. Todo esto teniendo en cuenta asimismo el valor contable de los activos al 31 de diciembre de 2018 afectados por los cargos por depreciación del ejercicio y las inversiones realizadas, entre otros.

En cuanto al cargo por deterioro del valor de los activos de la UGE Gas – Cuenca Neuquina y UGE Gas - Cuenca Austral, su origen se basa en la combinación de múltiples factores, principalmente en la reducción esperada en el precio de gas de mercado producto de la disminución en el precio de venta a distribuidoras y a usinas (ver Nota 30 en las secciones “Bases y condiciones para la distribución de gas natural por redes” y “Ventas de gas natural con destino a la generación de electricidad”) y en el aumento de la tasa de descuento producto del aumento de la tasa de riesgo país y costo de la deuda, todo ello compensado parcialmente con una reducción en los costos.

La tasa de descuento después de impuestos utilizada al 31 de diciembre de 2018 ha sido del 10,94% para el año 2019 y del 11,19% para el año 2020 en adelante, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Petróleo, UGE Gas – Cuenca Neuquina y UGE Gas – Cuenca Austral de 254.549, 108.509 y 8.606, respectivamente.

Tal como se indica previamente, al cierre del ejercicio 2018 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 demuestran cierta estabilidad en el tiempo.

2.d) Información comparativa

Los saldos al 31 de diciembre de 2017 y 2016 que se exponen a efectos comparativos surgen de los estados financieros consolidados a dichas fechas.

Asimismo, se han reclasificado ciertas cifras patrimoniales y se han realizado nuevas revelaciones con motivo de los cambios en las políticas contables mencionadas en la Nota 2.b.26.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016**

**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.

Al 31 de diciembre de 2017, el Grupo había clasificado su inversión en YPF EE 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). Dado que al momento de la clasificación el valor razonable menos los costos de la transacción era mayor, la inversión en YPF EE fue valuada a su valor contable, por lo tanto, no se registró ningún deterioro de valor al momento de la reclasificación. Si bien YPF EE representaba un componente dentro de YPF por tratarse de una UGE individual dentro del segmento de Gas y Energía, no calificó como operación discontinuada ya que no representaba una línea de negocio o un área geográfica significativa.

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.

Con fecha 20 de marzo de 2018, GE EFS Power Investments B.V., una subsidiaria de EFS Global Energy B.V. (ambas sociedades indirectamente controladas por GE Energy Financial Services, Inc.; todas en su conjunto "GE"), suscribió acciones de YPF EE por el equivalente al 24,99% de su capital social para controlar de manera conjunta esta sociedad con YPF, obligándose a realizar un aporte 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 del mercado eléctrico (33,33% a los 24 meses de la fecha del cierre de la transacción y 16,67% cada año subsiguiente).

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

<u>Accionista</u>	<u>Cantidad de acciones</u>	<u>Participación en el capital social</u>	<u>Clase de la acción</u>
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%	

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016**

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

La siguiente tabla muestra los principales activos y pasivos mantenidos para su disposición al 31 de diciembre de 2017:

- 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.....	938
Subtotal.....	<u>5.436</u>
Eliminaciones.....	<u>(1.243)</u>
Total.....	<u>4.193</u>

Por aplicación de la NIIF 10 y como consecuencia del proceso de capitalización de YPF EE descrito anteriormente, el Grupo ha registrado una ganancia de 11.980 (11.879 a través de YPF y 101 a través de OPESA) incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos", que incluye una ganancia de 13.552 (13.451 a través de YPF y 101 a través de OPESA) por la dilución de su participación sobre el patrimonio de YPF EE con la pérdida del control sobre la misma y la posterior revaluación de su participación residual (3.438 y 10.114, respectivamente) y una pérdida de 1.572 (íntegramente correspondiente a YPF) por la reversión contra el resultado neto del período del saldo acumulado de la conversión de la inversión en esta sociedad.

Para la determinación del valor razonable de la inversión en YPF EE, el Grupo ha considerado todos los elementos disponibles a la fecha de los presentes estados financieros incluyendo la mejor estimación de la ocurrencia de los pagos contingentes previstos en la operación. No obstante, para la medición de dicho valor razonable el Grupo tiene un plazo de hasta un año para la evaluación de todos los hechos y circunstancias existentes a la fecha de la transacción que pudieran modificar la misma.

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 controlan YPF EE de manera conjunta. En consecuencia, el Grupo aplicó la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" definiendo a dicha sociedad como negocio conjunto, y la midió de acuerdo con el método de la participación en función a la NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos".

Algunos de los principales aspectos evaluados se describen a continuación:

- Las decisiones sobre las actividades relevantes de YPF EE se toman 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 posee 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;
- 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

- **Adquisición de activos estratégicos de Oil Combustibles S.A. ("Oil")**

A partir de la resolución del juez a cargo de la quiebra de Oil de fecha 11 de mayo de 2018 y mediante resolución del 1° de junio de 2018, el juez interviniente decidió adjudicar a YPF y Destilería Argentina de Petróleo S.A. ("DAPSA") la gestión de los activos de la empresa en marcha Oil en los términos de la oferta presentada por ambas sociedades, conforme la cual YPF y DAPSA tuvieron derecho por un período de dos meses al uso de los activos logísticos (muelles y tanques de almacenamiento de combustible ubicados en la Terminal Fluvial de Oil situada sobre el río Paraná), al abastecimiento exclusivo de combustibles en forma directa por parte de DAPSA de la totalidad de la red de estaciones de servicio de bandera Oil y a igualar la mejor oferta de compra de un tercero ya sea por la totalidad o parte de las instalaciones de Oil y para abastecimiento exclusivo de la red comercial de bandera Oil cuando sean licitados los activos de Oil en el marco del proceso de liquidación de los bienes de esta sociedad.

Con fecha 27 de julio de 2018 YPF y DAPSA presentaron un escrito indicando que estaban en condiciones de continuar el servicio por 2 meses adicionales sujeto a ciertas condiciones, lo que fue aceptado por la sindicatura de la quiebra y el juez.

La audiencia para la apertura de ofertas para los interesados en adquirir los activos industriales de Oil, originalmente prevista para el 14 de septiembre de 2018, se celebró con fecha 1° de octubre de 2018.

Con fecha 2 de octubre de 2018, YPF fue notificada de la resolución judicial por la cual el juez a cargo del proceso de quiebra resolvió la adjudicación de los activos de Oil a favor de YPF y DAPSA, en el marco del proceso de licitación nacional e internacional llevado a cabo para la enajenación de dichos activos.

El precio total de la operación ascendió a la suma de US\$ 85 millones, que fue pagado con fecha 2 de noviembre de 2018. De ese total, US\$ 63 millones corresponden a los activos netos incorporados por YPF. Éstos, en especial los muelles y tanques de almacenamiento de combustible ubicados en la terminal fluvial situada sobre el río Paraná, permitirán ampliar la capacidad logística de YPF tanto para sus negocios actuales como potenciales.

YPF solicitó la indisponibilidad de los fondos, los que permanecerán a la orden del juzgado en cuenta judicial hasta sea efectivizada la transferencia y registración de los bienes inmuebles adquiridos a favor de YPF.

Adicionalmente, con fecha 6 de noviembre de 2018, la Sala D de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial rechazó la apelación presentada por algunos ex accionistas de Oil que cuestionaba la adjudicación a favor de YPF y DAPSA en el marco del proceso licitatorio antes referido.

La adquisición de estos activos calificó como combinación de negocios según la NIIF 3.

El siguiente cuadro resume la contraprestación, los valores razonables de los activos adquiridos y los pasivos asumidos a la fecha de adquisición:

	<u>Valor razonable a la fecha de adquisición</u>
Valor razonable de activos identificables y pasivos asumidos:	
Propiedades, planta y equipo	2.327
Inventarios	445
Provisiones	(465)
Total activos netos identificables / Contraprestación	<u>2.307</u>

- **Acuerdo para la explotación de las áreas Aguada Pichana y Aguada de Castro**

Luego de efectivizados los Acuerdos y cumplidas las condiciones correspondientes (ver Nota 29.b), las participaciones de YPF son las siguientes:

- (i) En el área APE la participación de YPF es de 22,50% (lo que implicó la venta de un 4,77%);
- (ii) En el área APO la participación de YPF es de 30% (lo que implicó la compra de un 2,73%);
- (iii) En el área ACA la participación de YPF es de 30% (lo que implicó la venta de un 20%).

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado una ganancia de 1.167 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 Bajo del Toro**

Con fecha 12 de octubre de 2018, mediante el Decreto N° 1755/18, la Provincia de Neuquén aprobó la cesión a favor de Statoil Holding Netherlands B.V. ("Statoil"), cumpliéndose con ello las condiciones precedentes. Con fecha 23 de noviembre de 2018, YPF recibió los US\$ 30 millones mencionados precedentemente.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado una ganancia de 871 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

- **Cesión de participación en el área Aguada de la Arena y Río Neuquén**

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 cual 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.

Con fecha 5 de septiembre 2018, mediante el Decreto N° 1401/18, la Provincia de Neuquén aprobó la cesión del 33,33% del área Río Neuquén a favor de YPF. Por su parte, con fecha 17 de diciembre de 2018, mediante el Decreto N° 2314/18, la Provincia del Neuquén aprobó la cesión del 100% de la participación en el Área Aguada de la Arena a favor de YPF (junto con la cesión a favor de YPF del 20% de la concesión de transporte del área).

- **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.

Con fecha 27 de abril de 2018, el Poder Ejecutivo de la Provincia de Neuquén emitió el Decreto N° 525/18 que autorizó la cesión del 100% de la concesión de explotación sobre el área Cerro Bandera prevista en el convenio de cesión.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado una ganancia de 284 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 39

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 las áreas Bajo del Piche, Barranca de Los Loros, El Medanito y El Santiagueño**

Con fecha 11 de junio de 2018 YPF y Petróleos Sudamericanos S.A. ("PS") celebraron un convenio de cesión del 100% de las concesiones de explotación sobre las áreas Bajo del Piche, Barranca de Los Loros, El Medanito y El Santiagueño, ubicadas en las provincias del Neuquén y Río Negro por un monto de US\$ 22,3 millones.

Con fecha 2 de diciembre de 2018, mediante el Decreto N° 1677/18, la Provincia de Río Negro aprobó la cesión. Asimismo, con fecha 20 de diciembre de 2018 YPF y PS suscribieron los documentos necesarios para perfeccionar la cesión.

Con fecha 2 de enero de 2019 YPF y PS firmaron un acta por la cual PS a partir de ese día toma posesión de las instalaciones ubicadas en las áreas mencionadas, haciéndose responsable de las mismas y liberando a YPF de su rol de operador de dichas concesiones de explotación.

En consecuencia, al 31 de diciembre de 2018 estas áreas fueron clasificadas como activos mantenidos para su disposición. Adicionalmente, las obligaciones relacionadas con el abandono de estas áreas fueron clasificadas como pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición.

- **Cesión de las áreas Al Sur de la Dorsal, Anticlinal Campamento, Dos Hermanas y Ojo de Agua**

Con fecha 20 de diciembre de 2018 YPF y Oilstone Energía S.A. ("OESA") celebraron un acuerdo de cesión de YPF a OESA del 100% de las concesiones de explotación sobre las áreas Al Sur de la Dorsal, Anticlinal Campamento, Dos Hermanas y Ojo de Agua, ubicadas en la provincia del Neuquén.

El acuerdo contempla la cesión de la concesión por un monto de US\$ 12 millones. La entrada en vigencia de las cesiones está sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, las cuales refieren principalmente a la autorización por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén de las cesiones de participación previstas en el acuerdo de cesión.

En consecuencia, al 31 de diciembre de 2018 estas áreas fueron clasificadas como activos mantenidos para su disposición. Adicionalmente, las obligaciones relacionadas con el abandono de estas áreas fueron clasificadas como pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición.

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

Las actividades del Grupo lo exponen a una variedad de riesgos financieros: riesgos de mercado (incluyendo el riesgo de tipo de cambio, el riesgo de tasa de interés y el riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez. Dentro del Grupo, se ejercen funciones de gestión de riesgo con respecto a los riesgos financieros que surgen de instrumentos financieros a los que el Grupo está expuesto durante un período o a una fecha determinada.

A continuación, se describen los principales riesgos que podrían tener un efecto adverso significativo en la estrategia del Grupo, su desempeño, los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Los riesgos enumerados a continuación, no se presentan siguiendo un particular orden de importancia relativa o probabilidad de ocurrencia.

Los análisis de sensibilidad al riesgo de mercado que se incluyen más adelante se basan en el cambio en uno de los factores mientras todos los demás se mantienen constantes. En la práctica, es poco probable que así ocurra, y los cambios en varios factores pueden tener correlación, por ejemplo, en variaciones en la tasa de interés y variaciones en el tipo de cambio.

El análisis de sensibilidad solo brinda una visión limitada, en un punto en el tiempo. El impacto real sobre los instrumentos financieros del Grupo podría variar significativamente con respecto al impacto que se muestra en el análisis de sensibilidad.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

• Administración del 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 (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.

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 2018:

	<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 2018</u>
Efecto en el resultado antes de impuestos correspondiente a activos y pasivos financieros.....	+10% -10%	2.605 (2.605)

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 2018, según el tipo de tasa aplicable:

	<u>Activos financieros⁽¹⁾</u>	<u>Pasivos financieros⁽²⁾</u>
Tasa de interés fija.....	34.771	274.640
Tasa de interés variable.....	889	60.438
Total ⁽³⁾	<u>35.660</u>	<u>335.078</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.

Los préstamos financieros a tasa variable representan un 18% del total de préstamos al 31 de diciembre de 2018 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 26.277 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread entre 0% y 10% y 30.879 una tasa de interés variable LIBOR más un spread entre 1,25% y 4%.

Aproximadamente un 86% (289.569) de la totalidad de los préstamos financieros del Grupo se encuentran nominados en dólares estadounidenses, un 3% (11.563) se encuentran nominados en francos suizos y el resto en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2018.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

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 2018
Efecto en el resultado después de impuestos	+100 -100	(248) 248

Riesgo de precio

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.

Al 31 de diciembre de 2018, el valor total de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados del Grupo asciende a 18.733.

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 2018:

	Incremento (+) / disminución (-) en los precios de las inversiones en instrumentos financieros	Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018
Efecto en el resultado antes de impuestos	+10% -10%	1.873 (1.873)

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.

Asimismo, 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. 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.

Sin embargo, 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) y la celebración de acuerdos entre Productores y Refinadores para la transición antes mencionada con el objetivo de lograr la paridad con los mercados internacionales.

Las condiciones macroeconómicas negativas domésticas del año 2018 representaron un desafío para el nuevo modelo de mercado, lo cual no permitió el despliegue completo de dichas condiciones durante el año. Adicionalmente, ver Nota 2.c.

En consecuencia, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

- **Administración del 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 2018 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 46.028, considerando efectivo por 6.678 y otros activos financieros líquidos por 39.350. Las líneas de crédito bancarias no comprometidas junto con el mercado de capitales proporcionan una fuente importante de financiamiento. 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, y prorrogado en 2017.

En los cuadros adjuntos se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2018:

	31 de diciembre de 2018						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	64.826	27.581	55.191	23.124	18.526	145.830	335.078
Otros pasivos	722	80	52	35	33	349	1.271
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	83.733	2.101	9	1.244	-	-	87.087
	<u>149.281</u>	<u>29.762</u>	<u>55.252</u>	<u>24.403</u>	<u>18.559</u>	<u>146.179</u>	<u>423.436</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 56% de los préstamos vigentes al 31 de diciembre de 2018 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.

- **Administración del 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.

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 de acuerdo con lo mencionado en la Nota 2.b.18.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016**

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

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo al 31 de diciembre de 2018, 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 2018
Efectivo y equivalentes de efectivo.....	46.028
Otros activos financieros.....	124.731

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 34% (36.979), 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 2018:

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos corrientes
Vencidos con menos de tres meses.....	19.720	1.262
Vencidos entre 3 y 6 meses.....	5.926	48
Vencidos con más de 6 meses.....	3.337	788
	28.983	2.098

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 2.776 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 619. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas esperadas 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 24.377, 10.789 y 9.300 al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, el Grupo no ejecutó garantías. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 2 y 1, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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**

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 (hasta el 31 de octubre de 2018) y Escobar, a través de la contratación de sendos buques regasificadores y (iii) la distribución de gas natural.

Adicionalmente, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, se incluían los ingresos derivados de la generación de electricidad tanto convencional como aquella proveniente de energías renovables correspondientes a YPF EE. Ver Nota 3.

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 los incentivos a la producción de gas natural vigentes (ver Nota 30.g) 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016



5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración central y otros	Ajustes de consolidación ⁽¹⁾	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018						
Ingresos por ventas.....	3.108	91.176	338.042	8.363	(4.869)	435.820
Ingresos intersegmentos.....	207.480	7.862	1.688	13.186	(230.216)	-
Ingresos.....	210.588	99.038	339.730	21.549	(235.085)	435.820
Resultado operativo	22.483	16.786 ⁽⁴⁾	7.818	(6.055)	2.748	43.780
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	4.435	404	-	-	4.839
Depreciación de propiedades, planta y equipo	72.052 ⁽³⁾	928	12.285	2.304	-	87.569
Recupero de propiedades, planta y equipo ⁽²⁾	2.900	-	-	-	-	2.900
Inversión en propiedades, planta y equipo	63.171	1.968	15.632	2.877	-	83.648
Activos.....	480.263	129.885	307.312	82.762	(6.206)	994.016
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 ⁽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 ⁽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

(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.

(4) Incluye el resultado por revaluación de la participación en YPF EE. Ver Nota 3.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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



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 2018, 2017 y 2016, como así también las propiedades, planta y equipo por áreas geográficas al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	Ingresos			Propiedades, planta y equipo		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Argentina	390.892	230.728	193.707	698.222	353.868	307.350
Países del Mercosur y asociados	20.056	8.694	7.964	865	575	664
Resto del mundo	15.711	8.785	6.142	-	-	-
Europa	9.161	4.606	2.287	-	-	-
	<u>435.820</u>	<u>252.813</u>	<u>210.100</u>	<u>699.087</u>	<u>354.443</u>	<u>308.014</u>

Los activos intangibles se encuentran localizados geográficamente en Argentina principalmente.

Al 31 de diciembre de 2018, 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

2018					
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	14.860	-	14.860	17.250	32.110
Créditos por ventas ⁽²⁾	98.930	-	98.930	-	98.930
Inversiones en activos financieros	-	10.941	10.941	-	10.941
Efectivo y equivalentes de efectivo	38.236	7.792	46.028	-	46.028
	<u>152.026</u>	<u>18.733</u>	<u>170.759</u>	<u>17.250</u>	<u>188.009</u>
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>

(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 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

Pasivos financieros

2018					
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Préstamos	335.078	-	335.078	-	335.078
Otros pasivos	1.271	-	1.271	-	1.271
Cuentas por pagar.....	87.087	-	87.087	511	87.598
	<u>423.436</u>	<u>-</u>	<u>423.436</u>	<u>511</u>	<u>423.947</u>

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.....	45.638	-	45.638	458	46.096
	<u>239.361</u>	<u>-</u>	<u>239.361</u>	<u>458</u>	<u>239.819</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.....	43.273	-	43.273	495	43.768
	<u>202.344</u>	<u>-</u>	<u>202.344</u>	<u>495</u>	<u>202.839</u>

Las ganancias y pérdidas de los instrumentos financieros y no financieros son imputadas a las siguientes categorías:

2018			
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados.....	3.033	-	3.033
Intereses perdidos.....	(28.717)	-	(28.717)
Actualizaciones financieras, netas.....	7.627	-	7.627
Diferencias de cambio, netas.....	54.459	-	54.459
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados.....	-	2.596	2.596
Resultados por instrumentos financieros derivados.....	-	933	933
Resultado por la posición monetaria neta.....	1.594	-	1.594
	<u>37.996</u>	<u>3.529</u>	<u>41.525</u>

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, netas.....	(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
	<u>(11.006)</u>	<u>2.208</u>	<u>(8.798)</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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



6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)

	2016		Total
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	
Intereses ganados.....	1.472	-	1.472
Intereses perdidos.....	(18.109)	-	(18.109)
Actualizaciones financieras, netas.....	(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>

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 con esta categoría.

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 con 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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 2018, 2017 Y 2016



7. ACTIVOS INTANGIBLES

La evolución de los activos intangibles del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 es la siguiente:

	Concesiones de servicios	Derechos de exploración	Otros intangibles	Total
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	3.974	2.835	550	7.359
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	4.514	2.944	656	8.114
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	5.644	3.465	867	9.976
Costos				
Aumentos.....	1.303	276	765	2.344
Efectos de conversión	15.544	3.414	6.636	25.594
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	591	591
Disminuciones y reclasificaciones.....	31	(248)	(100)	(317)
Amortización acumulada				
Aumentos.....	1.190	-	559	1.749
Efectos de conversión	9.740	-	6.243	15.983
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	58	58
Disminuciones y reclasificaciones.....	-	-	(4)	(4)
Valor de origen	31.702	6.907	14.722	53.331
Amortización acumulada	20.110	-	12.819	32.929
Saldos al 31 de diciembre de 2018	11.592	6.907	1.903	20.402

(1) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de los activos intangibles de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales.

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	2018	2017	2016
Valor residual de propiedades, planta y equipo	740.103	382.630	345.679
Provisión para materiales y equipos obsoletos.....	(3.955)	(1.652)	(1.380)
Provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo	(37.061)	(26.535)	(36.285)
	699.087	354.443	308.014

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 2018, 2017 Y 2016



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 2018, 2017 y 2016 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	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	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⁾⁽⁵⁾
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)	(3)	(37)	-	-	-	(18)	(2)	45	-	(82)	(7.074) ⁽⁵⁾
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) ⁽⁶⁾	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)	(953)	16	-	-	-	372	(1)	-	(1.481) ⁽⁶⁾	(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	1.768	7.132	2.025	-	3.532	382.630
Costos													
Aumentos	425	(10.216) ⁽⁴⁾	370	38	19.885	67.264	5.438	59	-	-	-	385	83.648 ⁽⁷⁾⁽⁸⁾
Efectos de conversión.....	20.845	808.772	138.924	7.400	15.332	61.084	3.851	10.935	20.016	-	-	11.468	1.098.627
Ajuste por inflación ⁽⁹⁾	5.096	152	-	797	1.107	792	-	1.371	-	20.519	-	6.968	36.802
Disminuciones y reclasificaciones.....	287	30.807	6.482	313	(17.327)	(64.288)	(4.188)	1.898	2.194	243	-	838	(42.741) ⁽³⁾⁽¹⁰⁾
Depreciación acumulada													
Aumentos	758	82.939 ⁽⁴⁾	9.517	960	-	-	-	1.561	1.680	677	-	777	98.869 ⁽⁷⁾
Efectos de conversión.....	9.356	609.973	73.643	4.639	-	-	-	9.158	12.396	-	-	8.127	727.292
Ajuste por inflación ⁽⁹⁾	2.785	141	-	565	-	-	-	1.309	-	10.584	-	5.152	20.536
Disminuciones y reclasificaciones.....	(35)	(27.457)	(25)	(97)	-	-	-	(7)	(35)	(134)	-	(44)	(27.834) ⁽¹⁰⁾
Valor de origen	48.047	1.604.868	280.451	16.162	34.990	124.381	7.972	24.717	40.998	24.168	-	31.637	2.238.391
Depreciación acumulada	22.114	1.231.930	152.295	10.579	-	-	-	20.707	25.697	12.508	-	22.458	1.498.288
Saldos al 31 de diciembre de 2018 ...	25.933	372.938 ⁽¹⁾	128.156	5.583	34.990	124.381	7.972 ⁽²⁾	4.010	15.301	11.660	-	9.179	740.103

(1) Incluye 16.154, 10.003 y 9.147 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

(2) Existen 58 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2018. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha, se han iniciado 41 pozos, 13 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 5 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta Propiedad minera, pozos y equipos de explotación.

(3) Incluye 60, 7 y 2 de valor residual imputado contra provisiones de propiedades, planta y equipo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

(4) Incluye (11.710), (4.913) y 2.243 de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos y 5.521, 2.258 y 934 de recupero de depreciaciones, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

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

(6) 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. Ver Nota 3.

(7) Incluye 1.470 y 1.092 de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, correspondientes a altas por adquisición de participación en diversas áreas.

(8) Incluye 2.327 correspondientes a combinación de negocios. Ver Nota 3.

(9) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de las propiedades, planta y equipo de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales.

(10) Incluye 31.800 y 28.673 de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, correspondientes a la reclasificación de ciertas áreas que fueron reclasificadas como activos mantenidos para su disposición. Ver Nota 3.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016



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 2018, 2017 y 2016 la tasa de capitalización ha sido 10,50%, 11,63% y 13,03%, respectivamente, y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 660, 707 y 1.234, 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 2018, 2017 y 2016:

	2018	2017	2016
Saldo al inicio del ejercicio	1.652	1.380	762
Aumento con cargo a resultado	629	11	428
Aplicaciones con cargo a resultado	-	(45)	-
Cancelaciones por utilización.....	(60)	(7)	(2)
Diferencia de conversión.....	1.666	248	192
Transferencias y otros movimientos	68	65	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>3.955</u>	<u>1.652</u>	<u>1.380</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 2018, 2017 y 2016:

	2018	2017	2016
Saldo al inicio del ejercicio	26.535	36.285	2.455
Aumento con cargo a resultado ⁽¹⁾	36.937	-	36.188
Disminución con cargo a resultado ⁽¹⁾	(39.837)	(5.032)	(1.245)
Depreciaciones ⁽²⁾	(10.208)	(9.955)	(2.877)
Diferencia de conversión.....	23.634	5.237	1.869
Desconsolidación de subsidiarias	-	-	(105)
Saldo al cierre del ejercicio	<u>37.061</u>	<u>26.535</u>	<u>36.285</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 2018, 2017 y 2016 se encuentran en estado de evaluación:

	2018	2017	2016
Saldo al inicio del ejercicio	1.236	1.475	1.777
Incrementos pendientes de determinación de reservas	2.179	758	1.112
Disminuciones imputadas contra Gastos de exploración.....	(382)	(591)	(700)
Disminución por cesión de activos.....	-	-	(15)
Reclasificaciones hacia Propiedad minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas	(703)	(581)	(1.004)
Diferencia de conversión.....	1.737	175	305
Saldo al cierre del ejercicio	<u>4.067</u>	<u>1.236</u>	<u>1.475</u>

El cuadro siguiente, muestra los costos de pozos exploratorios en evaluación por un período mayor a un año y el número de proyectos relacionados a dichos costos, al 31 de diciembre de 2018.

	Monto	Cantidad de proyectos	Cantidad de pozos
Entre 1 y 5 años	656	3	8
Más de 5 años.....	375	1	1
Total.....	<u>1.031</u>	<u>4</u>	<u>9</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016



9. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

El siguiente cuadro muestra en forma agrupada el valor de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	2018	2017	2016
Valor de las inversiones en asociadas.....	2.374	911	1.478
Valor de las inversiones en negocios conjuntos.....	30.324	5.146	4.022
Provisión para desvalorización de participaciones en asociadas y negocios conjuntos	(12)	(12)	(12)
	<u>32.686</u>	<u>6.045</u>	<u>5.488</u>

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	2018	2017	2016
Saldo al inicio del ejercicio	6.045	5.488	4.371
Adquisiciones y aportes	280	910	448
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	4.839	1.428	588
Diferencias de conversión	3.180	662	601
Dividendos distribuidos	(583)	(328)	(520)
Participación retenida en YPF EE.....	17.285 ⁽¹⁾	-	-
Ajuste por inflación ⁽²⁾	1.640	-	-
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición	-	(2.117)	-
Otros movimientos	-	2	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>32.686</u>	<u>6.045</u>	<u>5.488</u>

(1) Corresponde al valor razonable de la participación mantenida en YPF EE luego de la pérdida de control. Ver Nota 3.

(2) Corresponde al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso con imputación a los otros resultados integrales, tal como se detalla en la Nota 2.b.1.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de resultados de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos del Grupo, calculadas de acuerdo con el valor patrimonial proporcional en las mismas, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016. 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		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Resultado neto	1.025	543	225	3.814	885	363
Otros resultados integrales	406	34	35	4.414	628	566
Resultado integral del ejercicio	<u>1.431</u>	<u>577</u>	<u>260</u>	<u>8.228</u>	<u>1.513</u>	<u>929</u>

El Grupo no posee inversiones en subsidiarias con interés no controlante significativo. Asimismo, el Grupo no posee inversiones en asociadas y negocios conjuntos que sean significativos, con la excepción de la inversión en YPF EE.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016**

**9. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (Cont.)**

La información de gestión correspondiente a los activos y pasivos de YPF EE al 31 de diciembre de 2018 se detallan a continuación:

	31 de diciembre de 2018⁽¹⁾
Activo no corriente.....	35.682
Activo corriente.....	12.596
Total del activo	<u>48.278</u>
Pasivo no corriente.....	13.348
Pasivo corriente.....	9.776
Total del pasivo	<u>23.124</u>
Total del patrimonio.....	<u>25.154</u>
	31 de diciembre de 2018⁽¹⁾
Ingresos.....	4.181
Costos	<u>(1.655)</u>
Resultado bruto	2.526
Resultado operativo	4.686
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	673
Resultados financieros, netos	280
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	<u>5.639</u>
Impuesto a las ganancias	<u>(1.150)</u>
Resultado neto	<u>4.489</u>

(1) Sobre esta información, se han realizado ajustes contables para el cálculo de la participación en el patrimonio y en los resultados de YPF EE. El patrimonio y los resultados ajustados no difieren significativamente de la información de gestión de YPF EE aquí revelada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 2018, 2017 Y 2016**



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			Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio		
Subsidiarias:⁽⁷⁾											
YPF Internacional S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	Bs.	100	66.897	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-12-18	15	(2)	52	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.	31-12-18	30.475	(415)	(8.075)	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	31-12-18	164	993	2.017	99,99%
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	\$	1	307.095.088	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-18	307	(373)	1.780	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.	31-12-18	569	(6)	13.322	70,00%
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	31-12-18	1.717	(475)	2.171	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	31-12-18	459	(21)	1.485	51,00%
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	31-12-18	236	(92)	312	100,00%
Bajo del Toro II S.R.L.	Cuotas sociales	\$		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	31-12-18	1.271	152	2.131	100,00%

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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 2018, 2017 Y 2016**

9. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (Cont.)

A continuación se detallan las inversiones en asociadas y negocios conjuntos:

		31-12-2018											31-12-2017	
Características de los valores					Información sobre el ente emisor								Últimos estados financieros disponibles	Valor registrado ⁽²⁾
Denominación y Emisor	Clase	Valor nominal	Cantidad	Valor registrado ⁽²⁾	Costo ⁽¹⁾	Actividad principal	Domicilio legal	Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio	Participación sobre capital social	Valor registrado ⁽²⁾	
Negocios conjuntos:														
YPF Energía Eléctrica S.A. ^{(5) (6)}	Ordinarias	\$	1	1.879.916.921	19.320	1.085	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30-09-18	3.747	1.812	24.569	75,00%	- ⁽⁸⁾
Compañía Mega S.A. ^{(5) (6)}	Ordinarias	\$	1	244.246.140	3.405	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	31-12-18	643	953	8.718	38,00%	1.725
Profertil S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	1	391.291.320	6.133	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	30-09-18	783	(542)	1.054	50,00%	2.862
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	\$	1	45.803.655	1.307	-	Refinación	Maipú 1, P. 2º, Buenos Aires, Argentina	30-09-18	92	(113)	968	50,00%	483
					<u>30.165</u>	<u>1.085</u>								<u>5.070</u>
Asociadas:														
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias	\$	10	4.072.749	710	-	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	30-09-18	110	561	1.044	37,00%	242
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	\$	10	476.034	226	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11º, Buenos Aires, Argentina	30-09-18	14	364	675	33,15%	103
Oiltanking Ebytem S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	10	351.167	424	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales – Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31-12-18	12	600	1.396	30,00%	211
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Preferidas	\$	1	15.579.578	42	-	Transporte de gas por ducto	San Martín 323, P.13º, Buenos Aires, Argentina	31-12-17	156	116	445	10,00%	44
Central Dock Sud S.A. ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$	0,01	11.869.095.145	625	280	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	30-09-18	1.231	1.932	4.330	10,25% ⁽⁴⁾	- ⁽⁸⁾
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Preferidas	\$	1	12.135.167	60	-	Transporte de petróleo por ducto	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	30-09-18	34	98	223	36,00%	41
YPF Gas S.A.	Ordinarias	\$	1	59.821.434	258	-	Fraccionamiento, envasado, distribución y transporte de gas para uso industrial y/o doméstico	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	30-09-18	176	134	951	33,99%	235
Otras sociedades:														
Diversas ⁽³⁾	-	-	-	-	188	208	-	-	-	-	-	-	-	111
					<u>2.533</u>	<u>488</u>								<u>987</u>
					<u>32.698</u>	<u>1.573</u>								<u>6.057</u>

(1) Corresponde al costo neto 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., Petrofaro S.A. y Oleoducto Loma Campana-Lago Pellegrini S.A.

(4) Adicionalmente, el Grupo posee un 22,49% de participación indirecta en el capital a través de YPF EE.

(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) Adicionalmente se consolidan YPF Services USA Corp., YPF Brasil Comércio Derivado de Petróleo Ltda., Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A.S., Miwen S.A., Eleran Inversiones 2011 S.A.U., Lestery S.A., Energía Andina S.A., Bajo del Toro I S.R.L. e YPF Ventures S.A.U.

(8) 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 al 31 de diciembre de 2017

 Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

 Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

 DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

 GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 117 - Fº 29

 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 2018, 2017 Y 2016

10. INVENTARIOS

	2018	2017	2016
Productos destilados.....	33.583	16.260	13.390
Petróleo crudo y gas natural	14.571	8.474	6.551
Productos en procesos.....	1.177	640	411
Materia prima, envases y otros	3.993	1.775	1.456
	<u>53.324</u> ⁽¹⁾	<u>27.149</u> ⁽¹⁾	<u>21.808</u> ⁽¹⁾

(1) Al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 el costo de los inventarios no supera su valor neto de realización.

11. OTROS CRÉDITOS

	2018		2017		2016	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores por servicios	150	2.210	74	2.892	-	1.733
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones	3.534	3.315	360	3.131	291	4.648
Préstamos a terceros y saldos con sociedades relacionadas ⁽¹⁾	3.565	4.920	185	1.116	2.495 ⁽³⁾	1.703
Depósitos en garantía	1	575	1	315	17	214
Gastos pagados por adelantado	240	2.207	180	934	159	702
Anticipo y préstamos a empleados	25	572	17	412	12	335
Anticipo a proveedores y despachantes de aduana ⁽²⁾	1	4.212	2	1.700	-	1.691
Créditos con socios de UT y Consorcios	2.644	2.379	743	1.165	816	1.361
Seguros a cobrar	-	758	-	206	-	-
Diversos.....	32	770	31	870	134	1.111
	<u>10.192</u>	<u>21.918</u>	<u>1.593</u>	<u>12.741</u>	<u>3.924</u>	<u>13.498</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	(575)	(51)	(258)	(57)	(15)	(42)
	<u>9.617</u>	<u>21.867</u>	<u>1.335</u>	<u>12.684</u>	<u>3.909</u>	<u>13.456</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

	2018		2017		2016	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾⁽²⁾	23.508	75.422	2.210	41.972	87	34.729
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso ...	-	(2.776)	-	(1.323)	-	(1.084)
	<u>23.508</u>	<u>72.646</u>	<u>2.210</u>	<u>40.649</u>	<u>87</u>	<u>33.645</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 31.

(2) Ver información sobre créditos por ventas por contratos con clientes en Nota 19.

Evolución de la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso

	2018	2017	2016
Saldo al inicio del ejercicio	1.323	1.084	848
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽¹⁾	425	-	-
Saldo al inicio del ejercicio modificado	1.748	1.084	848
Aumentos con cargo a resultados	444	222	197
Aplicaciones con cargo a resultados	(91)	(194)	(28)
Diferencia de conversión.....	607	92	67
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	92	-	-
Otros movimientos	(24)	119	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>2.776</u>	<u>1.323</u>	<u>1.084</u>

(1) Corresponde al cambio en la política contable detallado en la Nota 2.b.26.

(2) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales y el ajuste por inflación del ejercicio el cual fue imputado a resultados.

13. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2018	2017	2016
Caja y bancos	6.678	9.672	7.922
Colocaciones transitorias a corto plazo.....	31.558 ⁽¹⁾	15	27
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados ⁽²⁾	7.792	19.051	2.808
	<u>46.028</u>	<u>28.738</u>	<u>10.757</u>

(1) Incluye plazos fijos y otras inversiones con el BNA por 5.084 al 31 de diciembre de 2018.

(2) Ver Nota 6.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016

14. PROVISIONES

La evolución de las provisiones del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 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 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>
Aumentos con cargos a resultados	3.320	357	3.021	-	3.785	-	-	-	10.126	357
Aplicaciones con cargos a resultados.....	(371)	(266)	-	-	(14.250)	-	-	-	(14.621)	(266)
Cancelaciones por pago/utilización	(76)	(129)	-	(933)	-	(1.514)	-	-	(76)	(2.576)
Diferencias de cambio y de conversión, netas.....	6.826	471	495	80	43.674	758	-	-	50.995	1.309
Aumentos por combinación de negocios ⁽⁴⁾	-	-	465	-	-	-	-	-	465	-
Resultado por la posición monetaria neta ⁽⁵⁾	(204)	66	-	-	-	-	-	-	(204)	66
Reclasificaciones y otros movimientos	73	(64)	(1.457)	1.457	(16.647) ⁽¹⁾	1.804 ⁽¹⁾	-	-	(18.031)	3.197
Saldos al 31 de diciembre de 2018	<u>21.235</u>	<u>1.123</u>	<u>3.720</u>	<u>1.622</u>	<u>58.433</u>	<u>1.784</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>83.388</u>	<u>4.529</u>

(1) Incluye (11.710), (4.913) y 2.243 correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente; y (3.133) y (96) correspondientes a pasivos que fueron reclasificados a Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

(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).

(4) Ver Nota 3.

(5) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de las provisiones de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales y el ajuste por inflación del ejercicio el cual fue imputado a resultados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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

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 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 BO 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. Con fecha 29 de junio de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 124/2018 que aprueba el texto ordenado del reglamento interno de los centros de despacho aplicable a partir del 30 de junio de 2018 y deroga la Resoluciones ENARGAS N° 1410/10.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2018 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 8 de abril de 2009, YPF solicitó el rechazo de la demanda y reconvino solicitando la terminación del contrato de transporte de gas natural con fundamento en la finalización por parte de AESU y 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 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.

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 el 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 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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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.)

En el expediente, TGN reclamó en su demanda el cumplimiento del contrato y el pago de facturas impagas por el período 20 de febrero de 2007 hasta el 20 de marzo de 2009 por una suma de US\$ 30 millones. Posteriormente, TGN amplió su demanda y reclamó el pago de facturas adeudadas (i) por el período 20 de abril de 2009 hasta el 20 de junio de 2010 por una suma de US\$ 31 millones; (ii) por el período 20 de julio de 2010 hasta el 20 de noviembre de 2010 por una suma de US\$ 10 millones; y (iii) por el período 6 de diciembre de 2010 hasta el 4 de enero de 2011 por una suma de US\$ 3 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 con el juicio por cobro de facturas, en el mes de septiembre de 2011, se recibió cédula notificando a YPF de la resolución de la Cámara de Apelaciones rechazando el planteo de incompetencia formulado por YPF al contestar la demanda, declarando incompetente al ENARGAS y competente al fuero Civil y Comercial Federal con relación al reclamo por cobro de facturas impagas mencionado precedentemente.

La causa se abrió a prueba y con fecha 21 de septiembre de 2016 se presentaron los alegatos. Habiendo concluido el periodo probatorio y toda vez que en el expediente se presentaron los alegatos las actuaciones pasaron a dictar sentencia.

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 periodo 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. Con fecha 21 de junio de 2018, TGN desistió del beneficio de litigar sin gastos invocando una mejora en su situación económica-financiera producida durante 2018 y solicitando se impusieran costas por su orden, y pagó la tasa de justicia. El juzgado solicitó a TGN que manifieste la base imponible sobre la cual calculó el pago de la tasa de justicia y ordenó correr traslado a YPF del desistimiento. YPF se opuso a la solicitud de TGN de imposición de costas por su orden y con fecha 28 de noviembre de 2018 el juzgado resolvió tener por desistida la solicitud de beneficio de litigar sin gastos e impuso las costas de dicho incidente a TGN, que apeló dicha resolución, que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros no ha sido resuelta. Sin perjuicio de ello, el expediente principal pasó a dictar sentencia.

- **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 Uruguiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley 24.076 reclamando la suma de aproximadamente 339 por dichos cargos. 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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, el cual fue concedido y se elevó el expediente a la CSJN.

14.a.4) Reclamos ambientales

- **La Plata**

En relación con 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 con 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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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.

- **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.

- **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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 2018, 2017 Y 2016



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 2018, 2017 y 2016 es el siguiente:

	2018	2017	2016
Impuesto a las ganancias corriente	(943)	(605)	(734)
Impuesto diferido	(50.595)	4.574	2.159
	<u>(51.538)</u>	<u>3.969</u>	<u>1.425</u>

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 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:

	2018	2017	2016
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	90.144	8.703	(29.804)
Tasa impositiva vigente	30%	35%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada al resultado neto antes de impuesto a las ganancias	(27.043)	(3.046)	10.431
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo y activos intangibles en su moneda funcional	(100.760)	(18.185)	(19.543)
Diferencias de cambio	67.767	12.318	12.237
Efecto de la valuación de inventarios en su moneda funcional	(8.666)	(1.558)	(1.819)
Resultado de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1.452	500	206
Efecto por cambio de tasa impositiva ⁽¹⁾	12.795	13.892	-
Resultado por revaluación de sociedades	3.594	-	-
Diversos	(677)	48	(87)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(51.538)</u>	<u>3.969</u>	<u>1.425</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.j.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 es la siguiente:

	2018	2017	2016
Activos impositivos diferidos			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	2.920	1.861	3.607
Quebrantos	21.575	6.484	3.837
Diversos	270	99	82
Total activo impositivo diferido	<u>24.765</u>	<u>8.444</u>	<u>7.526</u>
Pasivos impositivos diferidos			
Propiedades, planta y equipo	(113.821)	(43.931)	(45.579)
Diversos	(1.768)	(1.570)	(3.848)
Total pasivo impositivo diferido	<u>(115.589)</u>	<u>(45.501)</u>	<u>(49.427)</u>
Total impuesto diferido, neto	<u>(90.824)</u> ⁽¹⁾⁽²⁾	<u>(37.057)</u>	<u>(41.901)</u>

(1) Incluye 127 como resultado de la aplicación inicial del método del deterioro en el cálculo de desvalorización de los activos financieros según NIIF 9, teniendo su efecto en "Resultados acumulados". Ver Nota 2.b.26.

(2) Incluye (3.432) correspondientes al ajuste por inflación del pasivo diferido al inicio de las subsidiarias con moneda funcional peso con efecto en los otros resultados integrales.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el Grupo estimó la existencia de un quebranto de 57.267. 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 2018 es probable que el Grupo realice todos los activos por impuesto diferido registrados.

Al 31 de diciembre de 2018, los quebrantos impositivos del Grupo a la tasa esperada de recupero son los siguientes:

Fecha de generación	Fecha de vencimiento	Jurisdicción	Monto
2014	2019	Argentina	300
2015	2020	Argentina	2.700
2016	2021	Argentina	796
2017	2022	Argentina	3.418
2018	2023	Argentina	14.361
			<u>21.575</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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



15. IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)

Al 31 de diciembre de 2018 y 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 2018, 2017 y 2016 se han clasificado como activo por impuesto diferido 301, 588 y 564, respectivamente, y como pasivo por impuesto diferido 91.125, 37.645 y 42.465, 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 2018, 2017 y 2016 las causas que generaron imputaciones dentro de los "Otros resultados integrales" no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

16. PRÉSTAMOS

	Tasa de interés ⁽¹⁾	Vencimiento	2018		2017		2016	
			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
En pesos								
Obligaciones negociables ⁽⁷⁾	16,50% - 57,81%	2019-2024	26.118	6.999	29.640	5.753	29.194	4.400
Préstamos financieros ⁽⁸⁾	37,88% - 54,28%	2019-2020	40	789	728	2.794	2.416	1.459
Adelantos en cuenta corriente.....	-	-	-	-	-	10	-	4.037 ⁽⁵⁾
			<u>26.158</u>	<u>7.788</u>	<u>30.368</u>	<u>8.557</u>	<u>31.610</u>	<u>9.896</u>
En monedas distintas del peso								
Obligaciones negociables ⁽²⁾⁽⁴⁾⁽⁶⁾	3,50% - 10,00%	2019-2047	219.510	17.417	114.686	15.075	86.116	4.360
Prefinanciación de exportaciones.....	2,00% - 6,75%	2019	-	20.724 ⁽⁸⁾	383	6.521 ⁽⁸⁾	1.908	6.491
Financiación de importaciones.....	3,79% - 6,56%	2019-2020	968	13.176	-	4.595	-	2.439
Préstamos financieros ⁽⁶⁾	4,20% - 6,70%	2019-2024	23.616	5.721	6.290	4.588	7.934	3.591
			<u>244.094</u>	<u>57.038</u>	<u>121.359</u>	<u>30.779</u>	<u>95.958</u>	<u>16.881</u>
			<u>270.252</u>	<u>64.826</u>	<u>151.727</u>	<u>39.336</u>	<u>127.568</u>	<u>26.777</u>

(1) Tasa de interés anual vigente al 31 de diciembre de 2018.

(2) Se exponen netas de 410, 309 y 672 de ON propias en cartera recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

(3) Incluye préstamos otorgados por el BNA. Al 31 de diciembre de 2018, incluye 500, los cuales devengan tasa variable BADLAR más un margen de 3,5 puntos. 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. Ver Nota 31.

(4) Incluye 2.634, 1.528 y 3.253 al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, 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 correspondientes a descubiertos otorgados por el BNA al 31 de diciembre de 2016. Ver Nota 31.

(6) Incluye 492 y 4.960 correspondientes a préstamos financieros y ON garantizados con flujo de fondos futuros al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente.

(7) Incluye 15.850, 15.850 y 11.248 al 31 de diciembre de 2018, 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.

(8) Incluye prefianciación de exportaciones otorgadas por el BNA. Al 31 de diciembre de 2018, incluye 5.264, de los cuales 3.008 devengan tasa fija del 2% y 2.256 devengan tasa fija del 6,5%. Al 31 de diciembre de 2017 incluye 1.116 que devengan tasa fija del 2%.

A continuación se incluye la evolución de los préstamos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	2018	2017	2016
Saldo al inicio del ejercicio	191.063	154.345	105.751
Toma de préstamos.....	39.673	54.719	101.322
Pago de préstamos.....	(55.734)	(36.346)	(73.286)
Pago de intereses.....	(26.275)	(17.912)	(16.330)
Intereses devengados ⁽¹⁾	27.998	17.995	16.623
Diferencia de cambio y de conversión, neta.....	160.016	21.465	20.265
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	(1.663)	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos.....	-	(3.203) ⁽³⁾	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>335.078</u>	<u>191.063</u>	<u>154.345</u>

(1) Incluye los costos financieros capitalizados, tal cual se menciona en la Nota 8.

(2) Incluye el ajuste por inflación de los saldos al inicio de los préstamos de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales y el ajuste por inflación del ejercicio el cual fue imputado a resultados.

(3) Incluye 3.130 de préstamos reclasificados al rubro "Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición". Ver Nota 3.

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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 2018, 2017 Y 2016



16. PRÉSTAMOS (Cont.)

Se indican a continuación las principales características de las ON emitidas:

Mes	Año	Valor nominal	Ref.	Clase	Tasa de interés ⁽⁹⁾	Vencimiento	2018		2017		2016			
							No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente		
YPF														
-	1998	US\$	15	(1) (6)	-	Fija	10,00%	2028	557	9	276	5	63	4
Noviembre y diciembre.....	2012	\$	2.110	(2) (4) (6) (7)	-	Clase XI	-	-	-	-	-	-	-	260
Diciembre y marzo.....	2012/3	\$	2.828	(2) (4) (6) (7)	-	Clase XIII	-	-	-	-	1.427	1.414	1.414	1.439
Abril.....	2013	\$	2.250	(2) (4) (6) (7)	-	Clase XVII	BADLAR más 2,25%	2020	1.125	1.330	2.250	96	2.250	101
Abril.....	2013	US\$	89	(2) (5) (6)	-	Clase XIX	-	-	-	-	-	-	-	1.413
Junio.....	2013	\$	1.265	(2) (4) (6)	-	Clase XX	BADLAR más 2,25%	2020	633	657	1.265	12	1.265	12
Julio.....	2013	US\$	92	(2) (5) (6)	-	Clase XXII	Fija	2020	456	461	451	230	576	197
Octubre.....	2013	US\$	150	(2) (6)	-	Clase XXIV	-	-	-	-	-	498	419	570
Diciembre, abril, febrero y diciembre .	2013/4/5	US\$	862	(2) (6)	-	Clase XXVI	-	-	-	-	-	8.422	13.410	40
Abril, febrero y octubre.....	2014/5/6	US\$	1.522	(2) (4) (6)	-	Clase XXVIII	Fija	2024	57.233	1.210	28.311	599	24.111	509
Marzo.....	2014	\$	500	(2) (6) (7)	-	Clase XXIX	BADLAR	2020	200	162	350	158	500	8
Junio.....	2014	US\$	66	(2) (5) (6)	-	Clase XXXIII	-	-	-	-	-	-	-	350
Septiembre.....	2014	\$	1.000	(2) (6) (7)	-	Clase XXXIV	BADLAR más 0,1%	2024	833	299	1.000	54	1.000	76
Septiembre.....	2014	\$	750	(2) (4) (6)	-	Clase XXXV	BADLAR más 3,5%	2019	-	571	500	298	750	64
Febrero.....	2015	\$	950	(2) (6) (7)	-	Clase XXXVI	BADLAR más 4,74%	2020	950	187	950	92	950	126
Febrero.....	2015	\$	250	(2) (6)	-	Clase XXXVII	-	-	-	-	-	-	-	260
Abril.....	2015	\$	935	(2) (4) (6)	-	Clase XXXVIII	BADLAR más 4,75%	2020	312	390	626	362	935	69
Abril.....	2015	US\$	1.500	(2) (6)	-	Clase XXXIX	Fija	2025	56.062	2.025	27.731	1.002	23.617	853
Julio.....	2015	\$	500	(2) (6)	-	Clase XL	-	-	-	-	-	-	-	529
Septiembre.....	2015	\$	1.900	(2) (6) (7)	-	Clase XLI	BADLAR	2020	633	801	1.267	736	1.900	145
Septiembre y diciembre.....	2015	\$	1.697	(2) (4) (6)	-	Clase XLII	BADLAR más 4%	2020	1.697	243	1.697	110	1.697	148
Octubre.....	2015	\$	2.000	(2) (6) (7)	-	Clase XLIII	BADLAR	2023	2.000	196	2.000	80	2.000	106
Diciembre.....	2015	\$	1.400	(2) (6)	-	Clase XLIV	-	-	-	-	-	1.422	1.400	23
Marzo.....	2016	\$	150	(2) (6)	-	Clase XLV	-	-	-	-	-	-	-	153
Marzo.....	2016	\$	1.350	(2) (4) (6)	-	Clase XLVI	BADLAR más 6%	2021	1.350	234	1.350	114	1.350	152
Marzo.....	2016	US\$	1.000	(2) (6)	-	Clase XLVII	Fija	2021	37.600	870	18.599	430	15.840	367
Abril.....	2016	US\$	46	(2) (5) (6)	-	Clase XLVIII	Fija	2020	1.723	29	852	14	726	12
Abril.....	2016	\$	535	(2) (6)	-	Clase XLIX	BADLAR más 6%	2020	535	62	535	31	535	33
Julio.....	2016	\$	11.248	(2) (6) (8)	-	Clase L	BADLAR más 4%	2020	11.248	1.238	11.248	651	11.248	696
Septiembre.....	2016	CHF	300	(2) (6)	-	Clase LI	Fija	2019	-	11.563	5.731	54	4.673	45
Mayo.....	2017	\$	4.602	(2) (6) (8)	-	Clase LII	Fija	2022	4.602	110	4.602	110	-	-
Julio y diciembre.....	2017	US\$	1.000	(2) (6)	-	Clase LIII	Fija	2027	38.024	1.180	18.889	445	-	-
Diciembre.....	2017	US\$	750	(2) (6)	-	Clase LIV	Fija	2047	27.855	70	13.846	44	-	-
Metrogas														
Enero.....	2013	US\$	177	-	-	Serie A-L	-	-	-	-	3.076	2.461	-	-
Enero.....	2013	US\$	18	-	-	Serie A-U	-	-	-	-	256	220	-	-
Diciembre.....	2018	\$	513	-	-	Clase II	BADLAR más 10%	2019	-	519	-	-	-	-
									<u>245.628</u>	<u>24.416</u>	<u>144.326</u>	<u>20.828</u>	<u>115.310</u>	<u>8.760</u>

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

(2) Corresponde al Programa Global 2008 por el monto de US\$ 10.000 millones.

(3) Tasa de interés vigente al 31 de diciembre de 2018.

(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 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016



17. OTROS PASIVOS

	2018		2017		2016	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Pasivos por reclamos contractuales ⁽¹⁾	175	41	90	2.008	-	950
Extensión de concesiones.....	348	436	179	342	336	508
Acuerdos con las Entidades de Maxus ⁽²⁾	-	-	-	-	-	2.932
Diversos.....	26	245	8	33	-	-
	<u>549</u>	<u>722</u>	<u>277</u>	<u>2.383</u>	<u>336</u>	<u>4.390</u>

(1) Ver Nota 14.

(2) Ver Nota 27.

18. CUENTAS POR PAGAR

	2018		2017		2016	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	2.227	81.450	168	44.520	2.145 ⁽²⁾	40.667 ⁽²⁾
Depósitos en garantía.....	19	492	17	441	13	482
Deudas con socios de UT y Consorcios.....	1.127	324	-	122	-	9
Diversos.....	-	1.959	-	828	29	423
	<u>3.373</u>	<u>84.225</u>	<u>185</u>	<u>45.911</u>	<u>2.187</u>	<u>41.581</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

	2018	2017	2016
Ventas de bienes y servicios.....	435.558	243.230	194.782
Incentivos otorgados por el estado ⁽¹⁾	14.469	18.552	22.640
Impuesto sobre los ingresos brutos.....	(14.207)	(8.969)	(7.322)
	<u>435.820</u>	<u>252.813</u>	<u>210.100</u>

(1) Ver Nota 31.

Las operaciones del Grupo y los principales ingresos se describen en la Nota 5. Los ingresos del Grupo son derivados de contratos con clientes, con la excepción de los incentivos otorgados por el estado.

La naturaleza y el efecto de la aplicación inicial de NIIF 15 en los estados financieros consolidados del Grupo se describen en la Nota 2.b.26.

- **Desagregación de los ingresos**

- Tipo de bien o servicio

	2018		Gas y Energía	Corporación y otros	Total
	Upstream	Downstream			
Gas oil.....	-	132.073	-	-	132.073
Naftas.....	-	97.093	-	-	97.093
Gas natural ⁽¹⁾	-	1.000	79.433	-	80.433
Crudo.....	-	3.477	-	-	3.477
Aerokerosene.....	-	25.999	-	-	25.999
Lubricantes y derivados.....	-	8.928	-	-	8.928
Gas licuado de petróleo.....	-	12.542	-	-	12.542
Fuel oil.....	-	3.354	-	-	3.354
Petroquímicos.....	-	16.239	-	-	16.239
Fertilizantes.....	-	4.231	-	-	4.231
Harinas, aceites y granos.....	-	7.917	-	-	7.917
Asfaltos.....	-	4.129	-	-	4.129
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio.....	-	3.381	-	-	3.381
Ingresos por servicios.....	-	-	-	1.344	1.344
Ingresos por contratos de construcción.....	-	-	-	5.551	5.551
Nafta virgen.....	-	3.999	-	-	3.999
Carbón residual.....	-	6.139	-	-	6.139
Regasificación de GNL.....	-	-	3.359	-	3.359
Otros bienes y servicios.....	3.181	6.068	4.091	2.030	15.370
	<u>3.181</u>	<u>336.569</u>	<u>86.883</u>	<u>8.925</u>	<u>435.558</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29FERNANDO 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 2018, 2017 Y 2016



19. INGRESOS (Cont.)

	2017		Gas y Energía	Corporación y otros	Total
	Upstream	Downstream			
Gas oil.....	-	76.082	-	-	76.082
Naftas	-	59.230	-	-	59.230
Gas natural ⁽¹⁾	-	655	39.415	-	40.070
Crudo	-	1.190	-	-	1.190
Aerokerosene	-	11.233	-	-	11.233
Lubricantes y derivados	-	5.956	-	-	5.956
Gas licuado de petróleo	-	6.287	-	-	6.287
Fuel oil	-	5.717	-	-	5.717
Petroquímicos.....	-	8.437	-	-	8.437
Fertilizantes	-	2.011	-	-	2.011
Harinas, aceites y granos.....	-	6.542	-	-	6.542
Asfaltos	-	3.014	-	-	3.014
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio.....	-	2.362	-	-	2.362
Ingresos por servicios.....	-	-	-	1.007	1.007
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	879	879
Nafta virgen	-	1.148	-	-	1.148
Carbón residual	-	1.697	-	-	1.697
Regasificación de GNL	-	-	2.731	-	2.731
Otros bienes y servicios	774	3.674	2.262	927	7.637
	<u>774</u>	<u>195.235</u>	<u>44.408</u>	<u>2.813</u>	<u>243.230</u>

	2016		Gas y Energía	Corporación y otros	Total
	Upstream	Downstream			
Gas oil.....	-	65.328	-	-	65.328
Naftas	-	46.254	-	-	46.254
Gas natural ⁽¹⁾	2.681	618	22.899	-	26.198
Crudo	1.075	1.060	-	-	2.135
Aerokerosene	-	7.689	-	-	7.689
Lubricantes y derivados	-	4.746	-	-	4.746
Gas licuado de petróleo	162	3.989	-	-	4.151
Fuel oil	-	11.099	-	-	11.099
Petroquímicos.....	-	6.418	-	-	6.418
Fertilizantes	-	1.450	-	-	1.450
Harinas, aceites y granos.....	-	5.200	-	-	5.200
Asfaltos	-	1.186	-	-	1.186
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio.....	-	1.839	-	-	1.839
Ingresos por servicios.....	-	-	-	584	584
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	1.193	1.193
Nafta virgen	-	512	-	-	512
Carbón residual	-	1.192	-	-	1.192
Regasificación de GNL.....	-	-	2.479	-	2.479
Otros bienes y servicios	585	2.334	1.423	787	5.129
	<u>4.503</u>	<u>160.914</u>	<u>26.801</u>	<u>2.564</u>	<u>194.782</u>

(1) Incluye 55.882, 28.341 y 16.645 correspondiente a ventas de gas natural de producción propia por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

o Canales de venta

	2018		Gas y Energía	Corporación y otros	Total
	Upstream	Downstream			
Estaciones de servicio.....	-	168.665	-	-	168.665
Usinas	-	260	20.083	-	20.343
Distribuidoras.....	-	-	14.180	-	14.180
Distribución minorista de gas natural	-	-	25.420	-	25.420
Industrias, transporte y aviación	-	71.746	19.750	-	91.496
Agro	-	35.868	-	-	35.868
Industria petroquímica	-	19.590	-	-	19.590
Trading.....	-	18.342	-	-	18.342
Compañías petroleras	-	12.760	-	-	12.760
Comercialización de GLP	-	4.961	-	-	4.961
Otros canales de venta	3.181	4.377	7.450	8.925	23.933
	<u>3.181</u>	<u>336.569</u>	<u>86.883</u>	<u>8.925</u>	<u>435.558</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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



19. INGRESOS (Cont.)

	2017		Gas y Energía	Corporación y otros	Total
	Upstream	Downstream			
Estaciones de servicio.....	-	104.077	-	-	104.077
Usinas.....	-	4.067	13.072	-	17.139
Distribuidoras.....	-	-	3.313	-	3.313
Distribución minorista de gas natural.....	-	-	11.071	-	11.071
Industrias, transporte y aviación.....	-	36.810	11.558	-	48.368
Agro.....	-	22.030	-	-	22.030
Industria petroquímica.....	-	10.334	-	-	10.334
Trading.....	-	7.703	-	-	7.703
Compañías petroleras.....	-	4.207	-	-	4.207
Comercialización de GLP.....	-	2.979	-	-	2.979
Otros canales de venta.....	774	3.028	5.394	2.813	12.009
	<u>774</u>	<u>195.235</u>	<u>44.408</u>	<u>2.813</u>	<u>243.230</u>

	2016		Gas y Energía	Corporación y otros	Total
	Upstream	Downstream			
Estaciones de servicio.....	-	86.936	-	-	86.936
Usinas.....	1.684	9.567	8.316	-	19.567
Distribuidoras.....	413	-	831	-	1.244
Distribución minorista de gas natural.....	-	-	7.488	-	7.488
Industrias, transporte y aviación.....	584	24.518	5.876	-	30.978
Agro.....	-	17.889	-	-	17.889
Industria petroquímica.....	-	7.881	-	-	7.881
Trading.....	1.075	5.888	-	-	6.963
Compañías petroleras.....	-	4.529	-	-	4.529
Comercialización de GLP.....	162	1.647	-	-	1.809
Otros canales de venta.....	585	2.059	4.290	2.564	9.498
	<u>4.503</u>	<u>160.914</u>	<u>26.801</u>	<u>2.564</u>	<u>194.782</u>

○ Mercado de destino

Las ventas por contratos al mercado interno ascienden a 390.630, 221.145 y 178.389 al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

Las ventas por contratos al mercado externo ascienden a 44.928, 22.085 y 16.393 al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

● **Saldos de los contratos**

El siguiente cuadro provee información sobre créditos, activos de contratos y pasivos de contratos:

	2018		2017		2016	
	No Corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Créditos por contratos incluidos en Créditos por ventas ...	7.804	59.419	2.210	27.363	87	22.425
Activos de contratos.....	-	420	-	142	-	12
Pasivos de contratos.....	1.828	4.996	1.470	1.460	-	14

Los activos de contratos están relacionados principalmente a los trabajos realizados por el Grupo en el marco de los contratos de construcción.

Los pasivos de contratos están relacionados principalmente a los anticipos recibidos de clientes bajo contratos de venta de commodities, combustibles, petróleo crudo, metanol, lubricantes y derivados, gas oil y gas natural, entre otros.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el Grupo ha reconocido 1.564 en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes en el estado de resultados integrales, los cuales habían sido incluidos en el saldo de pasivos de contratos al comienzo del ejercicio.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 2018, 2017 Y 2016



20. COSTOS

	2018	2017	2016
Inventarios al inicio del ejercicio.....	27.149	21.808 ⁽²⁾	19.173 ⁽²⁾
Compras	124.279	65.945	48.833
Costos de producción ⁽¹⁾	234.340	147.423	127.075
Diferencia de conversión.....	26.514	3.877	4.031
Inventarios incorporados por combinación de negocios ⁽³⁾	445	-	-
Ajuste por inflación ⁽⁴⁾	167	-	-
Reclasificaciones y otros movimientos	-	(92)	-
Inventarios al cierre del ejercicio	(53.324)	(27.149) ⁽²⁾	(21.808) ⁽²⁾
	<u>359.570</u>	<u>211.812</u>	<u>177.304</u>

(1) Ver Nota 21.

(2) Se realizaron reclasificaciones por 12 y 85 en inventarios al inicio y por 142 y 12 en inventarios al cierre por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente, correspondientes al cambio en la política contable detallado en la Nota 2.b.26.

(3) Ver Nota 3.

(4) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de los inventarios de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales.

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 2018, 2017 y 2016:

	2018				Total
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	
Sueldos y cargas sociales.....	18.908	4.867	2.592	480	26.847
Honorarios y retribuciones por servicios	1.772	3.534 ⁽²⁾	883	21	6.210
Otros gastos de personal	5.313	571	278	50	6.212
Impuestos, tasas y contribuciones	3.634	275	5.626 ⁽¹⁾	28	9.563
Regalías, servidumbres y cánones.....	31.677	-	64	72	31.813
Seguros	1.335	130	118	-	1.583
Alquileres de inmuebles y equipos.....	8.983	24	766	28	9.801
Gastos de estudio	-	-	-	848	848
Depreciación de propiedades, planta y equipo	83.700	1.758	2.111	-	87.569
Amortización de activos intangibles	1.497	222	30	-	1.749
Materiales y útiles de consumo	11.126	59	172	22	11.379
Contrataciones de obra y otros servicios	14.973	372	1.302	29	16.676
Conservación, reparación y mantenimiento.....	31.141	620	886	48	32.695
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	3.331	3.331
Transporte, productos y cargas.....	12.714	4	9.615	-	22.333
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	353	-	353
Gastos de publicidad y propaganda	-	951	978	-	1.929
Combustibles, gas, energía y otros.....	7.567	535	2.153	509	10.764
	<u>234.340</u>	<u>13.922</u>	<u>27.927</u>	<u>5.466</u>	<u>281.655</u>

(1) Incluye 2.297 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 65 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 27 de abril de 2018 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2017 por 48,8 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2018 la suma de 62.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales consolidado correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 700.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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 2018, 2017 Y 2016



21. GASTOS POR NATURALEZA (Cont.)

	2017				
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
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 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 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				
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
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 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 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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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 2018, 2017 Y 2016



22. OTROS RESULTADOS OPERATIVOS, NETOS

	2018	2017	2016
Resultado por revaluación de sociedades ⁽¹⁾	11.980	-	-
Resultado por venta de participación en áreas ⁽¹⁾	2.322	-	-
Juicios.....	(2.365)	(1.240)	(1.253)
Seguros.....	417	206	-
Incentivo para la construcción ⁽²⁾	-	188	422
Asistencia económica transitoria ⁽²⁾	-	-	759
Resultado por desconsolidación de subsidiarias ⁽³⁾	-	-	1.528
Ingresos por acuerdos con socios por extensión de concesiones.....	-	-	1.407
Diversos.....	(409)	32	531
	<u>11.945</u>	<u>(814)</u>	<u>3.394</u>

(1) Ver Nota 3.

(2) Ver Nota 31.

(3) Ver Nota 27.b.

23. RESULTADOS FINANCIEROS, NETOS

	2018	2017	2016
Ingresos financieros			
Intereses ganados.....	3.033	1.598	1.472
Diferencias de cambio.....	81.869	16.025	15.287
Actualizaciones financieras.....	15.181	-	-
Total ingresos financieros	<u>100.083</u>	<u>17.623</u>	<u>16.759</u>
Costos financieros			
Intereses perdidos.....	(28.717)	(18.385)	(18.109)
Diferencias de cambio.....	(27.410)	(7.075)	(3.676)
Actualizaciones financieras.....	(7.554)	(3.169)	(3.159)
Total costos financieros	<u>(63.681)</u>	<u>(28.629)</u>	<u>(24.944)</u>
Otros resultados financieros			
Resultados por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados ...	2.596	2.208	1.826
Resultados por instrumentos financieros derivados.....	933	-	213
Resultado por la posición monetaria neta.....	1.594	-	-
Total otros resultados financieros	<u>5.123</u>	<u>2.208</u>	<u>2.039</u>
Total resultados financieros, netos	<u>41.525</u>	<u>(8.798)</u>	<u>(6.146)</u>

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016



24. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS (Cont.)

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 de las UT y Consorcios en las que participa el Grupo se detallan a continuación:

	2018	2017	2016
Activo no corriente ⁽¹⁾	130.272	66.887	63.145
Activo corriente.....	4.024	2.417	2.602
Total del activo.....	<u>134.296</u>	<u>69.304</u>	<u>65.747</u>
Pasivo no corriente.....	11.484	5.876	5.946
Pasivo corriente.....	9.695	5.524	6.293
Total del pasivo.....	<u>21.179</u>	<u>11.400</u>	<u>12.239</u>
Costos de producción.....	39.713	24.471	21.624
Gastos de exploración.....	242	767	849

(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 2018, las principales UT y Consorcios de exploración y producción en los que el Grupo participa son las siguientes:

Nombre	Ubicación	Participación	Operador
Acambuco.....	Salta	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana - Area Vaca Muerta.....	Neuquén	22,50%	Total Austral S.A.
Aguada Pichana - Residual.....	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% (1)	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	50,00% (2)	YPF
Bandurria Sur.....	Neuquén	51,00%	YPF
Aguada de Castro y Aguada Pichana Oeste.....	Neuquén	30,00%	Pan American Energy LLC

(1) Ver Nota 29.b.

(2) YPF tiene participación directa en el 26% e indirecta a través de Bajo del Toro I S.R.L. en el 24%.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 2018, 2017 Y 2016****25. PATRIMONIO**

Al 31 de diciembre del 2018, la Sociedad posee un capital suscrito de 3.923 y acciones propias en cartera de 10, 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 2018, 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 S.A., 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 27 de abril de 2018, 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 2017 y, adicionalmente, aprobó lo siguiente en relación con el destino de las utilidades: a) destinar la suma de 120 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 se considere oportuno, y dar cumplimiento, durante la ejecución de los planes, a los compromisos generados y a generarse por los mismos en el futuro; b) destinar la suma de 11.020 a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la LGS; y c) destinar la suma de 1.200 a una reserva para futuros dividendos, facultando al Directorio, hasta la fecha de la próxima Asamblea General Ordinaria de Accionistas que trate los estados financieros cerrados al 31 de diciembre de 2018, a determinar la oportunidad y monto para su distribución, teniendo en cuenta las condiciones financieras y de disponibilidad de fondos así como los resultados operativos, inversiones y otros aspectos que considere relevantes en el desarrollo de las actividades de la Sociedad, o su aplicación de acuerdo a lo previsto por el artículo 224 segundo párrafo de la LGS y demás normativa aplicable.

Con fecha 12 de diciembre de 2018, el Directorio de la Sociedad decidió el pago de un dividendo en efectivo de 3,05 por acción, el cual fue puesto a disposición de los accionistas con fecha 27 de diciembre de 2018.

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>2018</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Resultado neto	38.613	12.340	(28.237)
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.302.437	392.625.259	391.497.615
Resultado neto básico y diluido por acción	98,43	31,43	(72,13)

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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON 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 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 fueron suspendidos a partir de la presentación voluntaria en el proceso de reorganización bajo el Capítulo 11 (tal como ese término se define más adelante) 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 "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" bajo el DIP Loan 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. El Plan preveía un 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 transferirían a un fideicomiso de liquidación, que seguramente continuaría con esos reclamos en beneficio de los acreedores.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

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 fueron suspendidas 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 27.a.5.i y 27.a.6 de la presente Nota).

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 incluía 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 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 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 Liquidating Trust, el cual inició durante 2018 la demanda descrita en 27.a.3.

27.a.3) Reclamo del Liquidating Trust de Maxus

Con fecha 14 de junio de 2018 el Liquidating Trust inició una demanda judicial contra la Sociedad, YPF Holdings, CLH Holdings, Inc., YPF International y otras compañías no relacionadas a YPF, reclamando supuestos daños por un monto de hasta US\$ 14.000 millones, principalmente relacionados a supuestas operaciones corporativas de reestructuración que la Sociedad habría celebrado años atrás (el "Reclamo"). El Reclamo fue iniciado ante la Corte de Quiebras del Distrito de Delaware de los Estados Unidos.

Con fecha 19 de octubre de 2018 la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, presentaron una moción solicitando se desestime el Reclamo ("Motion to Dismiss").

Con fecha 21 de noviembre de 2018 el Liquidating Trust presentó su objeción a la Motion to Dismiss presentada por la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, y a la presentada por las compañías no relacionadas a YPF que forman parte del Reclamo.

Con fecha 10 de diciembre de 2018 la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, ejercieron su derecho a réplica respecto a la presentación efectuada por el Liquidating Trust.

Con fecha 22 de enero de 2019 se realizó la audiencia ante la Corte de Quiebras en relación con la Motion to Dismiss.

Con fecha 15 de febrero de 2019, la Corte de Quiebras resolvió la desestimación de la Motions to Dismiss presentadas por la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo y por las otras compañías demandadas no relacionadas con YPF.

Con fecha 1° de marzo de 2019, la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, realizaron una presentación a fin de apelar la resolución de fecha 15 de febrero de 2019.

Tal como se describe en la Nota 2.c, conforme al estado preliminar del juicio, la complejidad de la demanda y las pruebas que deben presentar ambas partes, la Sociedad reevaluará en forma continua la evolución de las circunstancias descriptas y su impacto en los resultados y la situación financiera del Grupo a medida que dichos cambios ocurran.

La Sociedad, YPF Holdings, CLH Holdings, Inc. e YPF International se defenderán e interpondrán los recursos legales necesarios y ejercerán las medidas defensivas de acuerdo con el procedimiento legal aplicable al efecto de defender sus derechos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

27.a.4) 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.6 determinaron que Maxus, TS y otras sociedades vinculadas con ellas presenten el proceso de reorganización bajo la Ley de Quiebras mencionado anteriormente.

27.a.5) 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.5.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.

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 de remediación, los trabajos correspondientes a la Orden de Consentimiento de 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”).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

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.

- **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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

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, 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 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.

27.a.5.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.5.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.6) 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, el DEP demandó a YPF Holdings, TS, Maxus y varias otras entidades, incluyendo a Occidental. El DEP buscaba reparación por daños a recursos naturales, daños punitivos y otros temas.

Las partes demandadas presentaron las defensas correspondientes.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

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 subetapas 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.

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).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

El 27 de septiembre de 2012, Occidental interpuso una reconvencción 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 reconvencción de Occidental. En especial, basado en el Informe Mosconi 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

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.

- (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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)

(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.

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.

El 20 de junio de 2016, Occidental presentó un pedido de cambio de tribunal competente 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 consideró oportunamente 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 FASB, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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

**27. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (Cont.)**

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, tuvo efectos relevantes en los derechos de YPF Holdings como accionista de dichas entidades dado que los Acreedores reemplazaron 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 a la fecha de presentación del Capítulo 11, YPF Holdings mantuvo su derecho de designar los Directores de los Deudores a través de las Asambleas de Accionistas, salvo que el Tribunal de Quiebras ordenara lo contrario. Adicionalmente, la presentación realizada en el Tribunal de Quiebras también tuvo efectos sobre las responsabilidades y funciones del Directorio y Gerencia de las Entidades de Maxus. Cada una de las Entidades de Maxus se convirtió en un “Deudor en Posesión”, por lo que de acuerdo a la Ley de Quiebras, permaneció en posesión de su propiedad y, sujeto a ciertas limitaciones, estuvieron autorizadas a llevar adelante el normal manejo de sus operaciones, salvo que el Tribunal de Quiebras ordenara 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.

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 remedir 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, durante el ejercicio 2016, el Grupo reconoció una ganancia por 1.528 expuesta en el rubro “Otros resultados operativos, netos”.

28. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES**28.a) Activos contingentes**

El Grupo no posee activos contingentes significativos.

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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 4 de junio de 2018 el Estado Nacional contestó la citación como tercero requerida por la parte actora, solicitando su rechazo. Con fecha 14 de agosto de 2018 la provincia de Tierra del Fuego contestó citación como tercero manifestando su intención de no tomar intervención en la causa en forma voluntaria y solicitando se disponga su exclusión. Con fecha 11 de septiembre de 2018 la Provincia de Santa Cruz contestó la citación como tercero, manifestó que no tiene interés en intervenir en la causa y adhirió a lo expresado por la Provincia de Tierra del Fuego.

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 con 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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 accionista de YPF que poseía Acciones Clase D, presentó 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 parte de 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 están basados 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 para 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 para desestimación de demanda, 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.

Con fecha 10 de julio de 2018, la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de los Estados Unidos emitió una resolución confirmando que el juicio deberá tramitar en Estados Unidos, pero sin expedirse respecto al reclamo de fondo efectuado contra YPF y la República Argentina. La Sociedad y la República Argentina apelaron dicha resolución con fecha 24 de julio de 2018 solicitando una reconsideración de la sala de la Corte de Apelaciones que se expidió ("Panel rehearing") o una revisión de la resolución por la Corte de Apelaciones en pleno ("Rehearing en banc").

Con fecha 30 de agosto de 2018, el Rehearing en banc interpuesto por la Sociedad y la República Argentina fue rechazado. Por tal motivo, el trámite del juicio quedó suspendido hasta tanto el caso fuera devuelto a la Corte Federal del Distrito para el Distrito Sur de Nueva York. Sin embargo, YPF solicitó un pedido de suspensión ("stay of mandate"), el cual fue concedido con fecha 2 de octubre de 2018 por el plazo de treinta días. Con fecha 31 de octubre de 2018, la Sociedad interpuso un recurso de apelación ("writ of certiorari") ante la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos y realizó una presentación para que el proceso continúe suspendido hasta tanto esta corte se expida respecto a la procedencia del mismo.

Adicionalmente, las Repúblicas de México y Chile se presentaron como Amicus Curiae en el Tribunal.

Con fecha 7 de enero de 2019 la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos dio vista al Solicitor General (asesor del Ministerio de Justicia de los Estados Unidos a cargo de todos los procesos que tramitan ante la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos) a fin de que se expida respecto a la procedencia del writ of certiorari presentado por la Sociedad y la República Argentina. Actualmente, el expediente se encuentra a la espera de que el Solicitor General brinde la opinión del Departamento de Estado de Estados Unidos.

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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

- **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.

El reclamo se encontraba en suspensión temporal a la espera de la resolución de la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de los Estados Unidos en el caso Petersen, pero luego de dictada dicha resolución, Eton Park solicitó la reanudación de los plazos procesales. Asimismo, YPF solicitó al Tribunal que las partes sean convocadas a una audiencia en la cual puedan ponerse de acuerdo sobre cómo debería proseguir el juicio, proponiendo que la contestación de demanda se realice dentro de los 45 días desde la resolución definitiva en el caso Petersen.

Con fecha 30 de julio de 2018 el Tribunal dispuso que la suspensión del proceso se mantuviera por hasta 10 días contados desde la fecha en que la Corte de Apelaciones resuelva sobre la admisibilidad del recurso de apelación presentado con fecha 24 de julio de 2018 en el caso Petersen.

El 30 de agosto de 2018, el recurso interpuesto por la Sociedad y la República Argentina en el caso Petersen fue rechazado. El 2 de octubre de 2018 se concedió el stay of mandate por treinta días pedido por YPF y con fecha 31 de octubre de 2018, la Sociedad interpuso el writ of certiorari, tal como se menciona en el apartado sobre el caso Petersen.

El 6 de septiembre de 2018, la Sociedad realizó una presentación a fin de que el proceso de Eton Park continuase suspendido hasta tanto el stay of mandate en Petersen estuviese vigente. Con fecha 11 de septiembre de 2018, el Tribunal concedió la petición de la Sociedad. Por ende, puesto que la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de los Estados Unidos no ha hecho el "issuance of the mandate" en el caso Petersen, el caso Eton Park continúa suspendido.

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.

28.b.3) Reclamos en el ámbito de la CNDC

- **Reclamos por precios en la venta de combustibles**

El Grupo fue sujeto de ciertos 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 con el 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

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.

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 4.354 considerando capital e intereses.

Con fecha 15 de junio de 2018, la Sociedad fue notificada de la resolución determinativa emitida por la AFIP, mediante la cual se ha ajustado el impuesto a las ganancias del período fiscal 2010 por 1.175. El 10 de julio de 2018 la Sociedad presentó el recurso correspondiente ante el Tribunal Fiscal de la Nación.

Con fecha 24 de julio de 2018, la Sociedad fue notificada del inicio del procedimiento de inspección respecto del período fiscal 2017.

Con fecha 7 de noviembre de 2018, la Sociedad fue notificada del inicio del procedimiento determinativo respecto del ajuste proyectado por los períodos fiscales 2011 a 2016 inclusive. La Sociedad presentó su descargo en fecha 21 de diciembre de 2018.

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. Sin perjuicio de ello, la Sociedad evaluará las alternativas más convenientes vinculadas a la cuestión mencionada. Ver Nota 30.j.

• 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 iniciaron determinados procedimientos sumarios, sobre la base de presuntas declaraciones formales erróneas sobre compromisos de entregas de petróleo crudo a futuro en los permisos de carga, tanto por períodos anteriores como posteriores a la existencia de los derechos de exportación, 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.

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 apeló ante la Cámara de Apelaciones con efectos suspensivos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 400.

Con fecha 18 de abril de 2018, la Sociedad fue notificada de la sentencia de la Sala IV de la Cámara Federal en la que se declaró la condonación de las multas impuestas por la Aduana de Neuquén en donde no existían derechos de exportación, sustentado en el artículo 56 de la Ley N° 27.260. La Aduana interpuso recurso extraordinario ante la CSJN. En idéntico sentido, la misma Cámara y Sala falló recientemente en otra de las causas donde se discute la misma multa, también recurrida ante la CSJN.

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).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

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.

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 en concepto de pagos iniciales un total de US\$ 204 millones; ii) pagar en efectivo a la Provincia un "Canon Extraordinario de Producción" equivalente al 3% de la producción de las concesiones antes mencionadas. A su vez, las partes acordaron realizar ajustes adicionales de hasta un 3% en caso de producirse condiciones de renta extraordinaria de acuerdo a los mecanismos y valores de referencia establecidos en cada uno de los acuerdos firmados; y iii) realizar tareas de exploración sobre las áreas de exploración remanentes y realizar ciertas inversiones y erogaciones en las concesiones de explotación que constituyen el objeto de los acuerdos por un monto total de aproximadamente US\$ 3.512 millones hasta la fecha de vencimiento de las concesiones.

• **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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

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

• Santa Cruz

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

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

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 Aguarañe, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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 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 descritas 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.

• 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 Medanito”, “Barranca de los Loros”, “Señal Picada-Punta Barda”, “Bajo del Piche” en las cuales YPF es titular del 100%, hasta el 14 de noviembre de 2027; (ii) “Los Caldenes” en la cual YPF es titular del 100%, hasta el 19 de septiembre de 2036; (iii) “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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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.)

El Acuerdo de Renegociación fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Río 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.

- **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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

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.

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 2018, 2017 y 2016.

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 2018, 2017 y 2016 YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de gas y crudo por parte de YPF por 14.295, 5.672 y 5.912, 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 2018, 2017 y 2016 asciende a 2.064, 654 y 544, 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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 2018, 2017 y 2016.

• 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 primera 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

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.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, YPF y Petrolera Pampa ya han definido las coordenadas del segundo pozo exploratorio de la etapa 1 a perforarse durante el 2019. De acuerdo con 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 2018 fue completada la tercera y última fase del Piloto y las Partes decidieron el inicio de la etapa de 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 con 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 N° 1540/2015 emitido por la Provincia de Neuquén.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.

Con fecha 18 de julio de 2018, el Poder Ejecutivo de la Provincia de Neuquén emitió el Decreto N° 1020/18 que autorizó la cesión de participación prevista en los acuerdos definitivos.

- **Acuerdos en relación al Bloque Llancaleño**

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 adquiriría un 11% de participación de YPF en el Bloque Llancaleño, 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 sería la operadora y Patagonia aportaría su expertise en crudos pesados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 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 descriptos anteriormente (el "Acuerdo de Cesión"). La inversión del Proyecto correspondiente a la participación de YPF sería abonada por Alianza como parte de pago del precio.

Con fecha 11 de febrero de 2019, YPF y Alianza suscribieron un acuerdo mediante el cual (i) se rescindió el Acuerdo de Cesión; y (ii) Alianza consintió la cesión de su participación 39% en el Bloque Llanquanelo a YPF. Con fecha 14 de febrero de 2019, YPF y Alianza iniciaron el trámite de aprobación por parte de las autoridades de la Provincia de Mendoza, solicitando autorización para formalizar la cesión por escritura pública.

• 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. 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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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. Ver Nota 3.

• Acuerdo para la explotación del área Bajo del Toro

Con fecha 25 de agosto de 2017, YPF celebró un acuerdo preliminar con 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. Ver Nota 3.

• Acuerdo de inversión en el área La Calera

Con fecha 14 de septiembre de 2018, YPF y Pluspetrol S.A. celebraron un acuerdo de inversión con la Provincia de Neuquén para el área La Calera mediante el cual la Provincia de Neuquén acordó otorgar a ambos socios en función de sus porcentajes de participación en la UT La Calera, una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos por el término de 35 años. Como condición del otorgamiento de dicha concesión, los concesionarios se comprometieron a llevar adelante un programa Piloto de Desarrollo No Convencional en un plazo no mayor a 3 años contado a partir del 1° de abril de 2017 (a los fines del cumplimiento del mencionado compromiso de inversión, se computarán inversiones del programa Piloto que se realizaron en forma previa a la entrada en vigencia del acuerdo). El plan de trabajo consiste en la perforación y terminación, incluyendo fractura hidráulicas, conexiones e instalaciones para evacuar la producción de 10 pozos horizontales de aproximadamente 2.000 metros y 25 etapas de fractura con objetivo en la formación Vaca Muerta, invirtiendo una suma aproximada de US\$ 180 millones.

Con fecha 2 de noviembre de 2018, mediante el Decreto N° 1834/18, la Provincia de Neuquén otorgó la mencionada concesión.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 con 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 2018 ascienden a 72.612. 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 360.706 al 31 de diciembre de 2018.

29.d) Compromisos de arrendamientos operativos

Al 31 de diciembre de 2018, 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 2018, 2017 y 2016 ascendieron a aproximadamente 12.314, 7.667 y 7.612 respectivamente, correspondiendo 4.988, 2.306 y 1.698 a pagos mínimos y 7.326, 5.361 y 5.914 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 2018, 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.....	12.264	15.341	2.317

29.e) Garantías otorgadas

Al 31 de diciembre de 2018, en relación con el cumplimiento de obligaciones de subsidiarias, YPF ha emitido garantías bancarias por un valor aproximado a US\$ 223 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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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) Ley de Hidrocarburos

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el BO el texto de la Ley N° 27.007, que modifica la ley de hidrocarburos N° 17.319. Los aspectos más relevantes de la 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 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.

30.d) Regímenes de retención a las exportaciones de hidrocarburos

Con fecha 4 de septiembre de 2018 se publicó en el BO el Decreto N° 793/2018 que establece, hasta el 31 de diciembre de 2020, un derecho de exportación del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur (“NCM”). Este derecho de exportación no podrá exceder de 4 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. Para las mercaderías que no sean productos primarios, ese límite será de 3 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.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 hidrocarbúricos 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.

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.

- **Acuerdos de precios de crudo local y combustibles**

En enero de 2017, los productores y refinadores de petróleo llegaron a un acuerdo para la transición a precios internacionales de la industria hidrocarbúrica 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 de que el precio internacional promedio de 10 días superara al precio local, aunque establece que puede restablecerse en caso de 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 obstante lo mencionado previamente, y teniendo en cuenta la situación macroeconómica doméstica, el incremento sustancial del precio del crudo y del tipo de cambio en el corto plazo, entre otros, determinó que con fecha 8 de mayo de 2018, el MINEM y empresas refinadoras (entre ellas YPF) suscribieran un acuerdo de estabilidad de precios con cuenta compensatoria, mediante el cual las empresas refinadoras se comprometían a no realizar modificaciones en los precios netos de impuestos de los combustibles vigentes a dicha fecha durante los meses de mayo y junio, todo ello en favor del interés económico en general y como tal sus potenciales efectos particulares sobre la Sociedad.

El acuerdo contemplaba, asimismo, la creación de una cuenta compensatoria que incorporaba el retraso de los precios respecto a las referencias internacionales acumulado a la fecha de la firma del acuerdo, junto a los ajustes resultantes de las variaciones adicionales de costos (petróleo crudo, tipo de cambio y precio de los biocombustibles) no trasladados a precios en los meses de mayo y junio. El acuerdo estipulaba que dicha cuenta compensatoria sería trasladada al mercado mediante aumentos de precios durante el segundo semestre o en su defecto, el MINEM se comprometía a encontrar mecanismos para que las empresas refinadoras pudieran recuperarla.

Con fecha 1° de junio de 2018, el MINEM y empresas refinadoras (entre ellas YPF) suscribieron un acuerdo complementario que contemplaba establecer un precio de referencia Brent para las transacciones de compra de crudo entre las empresas refinadoras y productoras para los meses de mayo (66 US\$/bbl), junio (67 US\$/bbl) y julio (68 US\$/bbl) de 2018, y un incremento en los precios finales de las naftas y gasoil de hasta el 5% y 4,5%, respectivamente, a partir del 2 de junio de 2018, el cual incluía la variación del impuesto a los combustibles líquidos, el impuesto al dióxido de carbono y los precios de los biocombustibles vigentes a dicha fecha. Adicionalmente, se acordaba un incremento en los precios finales de los combustibles de hasta un 3% para el mes de julio, neto de cualquier variación de impuestos.

Con fecha 29 de junio de 2018, ante la volatilidad y cambio significativo de las variables que eran la base de los acuerdos antes mencionados, YPF informó al MINEM la decisión de implementar a partir del 1° de julio de 2018 las políticas comerciales aplicables atento a los cambios en las variables antes indicadas, tanto para la determinación de los precios de venta de sus productos como los de compra de petróleo crudo, consistentes con la evolución del entorno de negocios en general y la de los clientes en particular, en absoluta consonancia con los marcos regulatorios y disposiciones vigentes. En consecuencia, los acuerdos antes indicados dejaron de tener vigencia para YPF a partir del 30 de junio de 2018, habiendo no obstante la Sociedad presentado a las autoridades competentes los montos resultantes de la cuenta compensatoria, los cuales representan derechos contingentes.

Con fecha 6 de diciembre de 2018, YPF solicitó a la SGE fijar los lineamientos para la implementación del mecanismo destinado a la recuperación de costos no trasladados a precios de los combustibles por el período comprendido en la vigencia del Acuerdo, sin haber recibido respuesta a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados.

30.f) 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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.)

Adicionalmente, con fecha 4 de octubre de 2010, se publicó en el BO la Resolución N° 1410/10 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° 1410/10. Con fecha 29 de junio de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 124/18 que aprueba el texto ordenado del reglamento interno de los centros de despacho aplicable a partir del 30 de junio de 2018 y deroga la Resolución ENARGAS N° 1410/10.

Resolución MINEM N° 89/16 – Resolución ENARGAS N° 3833/16 – Resolución ENARGAS N° 4502/17 – Resolución ENARGAS 59/18 – Resolución ENARGAS N° 124/18 – Resolución ENARGAS 302/18

Con fecha 1° de junio de 2016, el MINEM publicó la Resolución N° 89 mediante la cual:

- a) Se instruyó al ENARGAS para que elabore un procedimiento que modifique y complemente el establecido en las Resoluciones ENARGAS N° 716/1998 y 1410/2010 en el que se establezcan las condiciones de operación diaria de los Sistemas de Transporte y Distribución.
- 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 1410/2010 en la medida del volumen contratado.

Conforme esta Resolución, con fecha 5 de junio de 2016 se dicta la Resolución ENARGAS I/3833 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 18 de mayo de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 59/18 que aprueba el Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia, con vigencia hasta la finalización del período invernal 2018. El CEE estará integrado, como mínimo, por un representante de las Transportistas, la Prestadora y de cada Cargador que por su situación geográfica y conformación de demanda tengan o puedan tener incidencia para resolver la situación, será presidido por un representante de la Transportista que resulte involucrada y las decisiones que se acuerden en el CEE serán de cumplimiento obligatorio para todos los Sujetos Activos de la Industria del Gas.

Con fecha 29 de junio de 2018 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 124/18 que (i) aprueba el texto ordenado del reglamento interno de los centros de despacho aplicable a partir del 30 de junio de 2018; (ii) deroga las Resoluciones ENARGAS N° 1410/10, 3833/16 y 4502/17; (iii) entiende que no median observaciones del ENARGAS a la propuesta de reprogramación efectuada por la Transportista si no hay comunicación en contrario dentro de una hora desde que fuera requerida; y (iv) establece que durante el invierno de 2018 será aplicable el Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia.

Con fecha 18 de octubre de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 302/18 que, considerando que no se habían formalizado en su totalidad los contratos de abastecimiento de gas para la Demanda Prioritaria entre los Productores y las Licenciatarias de Distribución, dispone la prórroga de la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/18 por 180 días corridos a contar desde el 1° de octubre de 2018.

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 iniciada 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

Como consecuencia de la variación en la paridad cambiaria, productores y distribuidores de gas natural iniciaron un proceso de renegociación de los acuerdos particulares firmados a instancia de las Bases y Condiciones, con precios nominados en dólares estadounidenses. El proceso de renegociación, no terminado aún, incluye dos temas principales: i) el pago de las deudas generadas por las diferencias entre el tipo de cambio al que pagaron las distribuidoras y el tipo de cambio previsto contractualmente (período abril – septiembre 2018) y ii) el precio de gas a aplicar para el período octubre – diciembre 2018.

Con fecha 5 de octubre de 2018 se publicó la Resolución SGE N° 20/2018 que dispuso que, para las diferencias entre el precio del gas previsto en los contratos y el precio de gas reconocido en las tarifas finales de las prestadoras del servicio de distribución, valorizadas por el volumen de gas comprado desde el 1° de abril y hasta el 30 de setiembre de 2018, el ENARGAS instruiría a las prestadoras del servicio de distribución al recupero del crédito a favor de los productores en línea separada en la factura de sus usuarios, en 24 cuotas a partir del 1° de enero de 2019. La Resolución SGE N° 20/2018 fue posteriormente dejada sin efecto por razones de oportunidad mediante la Resolución N° 41/2018 publicada el 16 de octubre de 2018.

Con fecha 16 de noviembre de 2018, se publicó en el BO el Decreto N° 1053/18 por el cual el Estado Nacional decidió asumir el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las Distribuidoras y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período. Las condiciones son las siguientes:

- 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019, para cuya determinación se utilizará la tasa efectiva del BNA para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (“pizarra”).
- Las cuotas serán percibidas por las Distribuidoras que inmediatamente pagarán a los Productores.
- Distribuidoras y Productores deben adherir al régimen y renunciar expresamente a toda acción o reclamo.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, el ENARGAS no ha dictado normas complementarias para la aplicación del mecanismo de adhesión a este régimen por parte de distribuidoras y productores.

Asimismo, el Decreto N° 1053/18 dispuso que a partir del 1° de abril de 2019, los contratos entre productores de gas natural y distribuidoras deben prever que en ningún caso se trasladará a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional.

Con fecha 12 de febrero de 2019, se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 72/2019 que aprobó la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y el procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas aplicable a partir del 1° de abril de 2019, que entre otros aspectos establece que, a los efectos del traslado a tarifas del precio del gas convenido en dólares, el ENARGAS definirá el tipo de cambio a considerar para la conversión a pesos en base al valor promedio del tipo de cambio vendedor del BNA (Divisas) observado entre el día 1° y el día 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional, o bien los tipos de cambio contenidos en los contratos cuando estos contemplen cotizaciones más bajas.

• 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 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.

Con fecha 22 de agosto de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 104/2018 posteriormente modificada por la Resolución SGE N° 9/2018, la que establece: i) un nuevo Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural; ii) deroga la Resolución N° 299/98 de la ex Secretaría de Energía y sus modificatorias y establece que los permisos de exportación otorgados en el marco de la normativa que se deroga deberán someterse al Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural; iii) deroga la Resolución N° 131/01 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; iv) deroga la Resolución N° 265/04 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; v) deroga la Resolución N° 883/05 de la ex Secretaría de Energía y sus modificatorias; vi) deroga la Resolución N° 8/17 del ex MINEM y sus modificatorias; y vii) delega en la Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúricos las tareas que se encomiendan en este nuevo Procedimiento.

La Resolución N° 104/2018 establece que en el caso de solicitudes de exportación proveniente de un proyecto incluido en la Resolución MINEM N° 46-E/2017 (Programa de Estímulo a la Producción de Gas No Convencional), las cantidades de gas natural no serán computadas como parte y/o dentro de la Producción Incluida bajo el Programa mencionado.

Con fecha 4 de septiembre de 2018 se publicó en el BO el Decreto N° 793/2018 que establece derechos de exportación a la exportación para el consumo de diversas mercaderías, entre ellas el gas natural. El decreto establece para este producto un derecho del 12% de la base imponible, que no podrá exceder de 4 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. Ver Nota 30.d.

Con fecha 4 de diciembre de 2018 se publicó la Ley N° 27.467 de Presupuesto para la Administración Pública Nacional para el Ejercicio 2019, cuyos arts. 81 y 82 establecen respectivamente que i) el PEN podrá fijar, hasta el 31 de diciembre de 2020, derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar en ningún caso el 30% del valor imponible o del precio oficial FOB, con un tope máximo del 12% para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% a esa fecha y ii) el Decreto N° 793/18 mantiene su validez y vigencia.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.

En abril de 2018 y con respecto al cargo tarifario "Decreto 2067/08", el Juzgado Contencioso Administrativo Federal N° 11 dictó sentencia en la acción declarativa de inconstitucionalidad iniciada por Mega (por el período posterior al dictado de la Ley de Presupuesto del año 2013 N° 26.784), que admitió la demanda y declaró la inconstitucionalidad, respecto de Mega, de los arts. 53 y 54 de la ley mencionada. Dicha sentencia de primera instancia quedó firme, por no haber sido apelada por el Estado Nacional.

30.g) 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 BO 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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 cumplían 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 BO 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.

Con fecha 20 de mayo de 2016 se publicó el Decreto N° 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 Hidrocarburíferos 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.

Estos programas tenían una duración máxima de 5 años, concluyendo los mismos al 31 de diciembre de 2017, sin que hayan sido renovados.

Con fecha 3 de abril de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 97/2018 que aprueba el procedimiento (el "Procedimiento") de cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida y del Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural, al que podrán adherir las empresas beneficiarias.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

Cada empresa puede optar por percibir las compensaciones bajo el Procedimiento aprobado manifestando su adhesión dentro de los 20 días hábiles de la publicación de la resolución. Se exige renunciar a todo derecho, acción, recurso y reclamo, administrativo y/o judicial, con fundamento en el Programa, salvo: i) la impugnación de los actos administrativos que determinen las compensaciones que corresponden de acuerdo con el Procedimiento; y ii) el incumplimiento de los pagos previstos bajo el Procedimiento por un monto mínimo de 3 cuotas, a opción de cada empresa beneficiaria.

La determinación del monto de la deuda se realizará del siguiente modo: 85% del monto en dólares calculado según el tipo de cambio al momento de la inyección ("tipo de cambio del Programa") y el 15% del monto en dólares pero devaluado (multiplicado por el cociente entre el tipo de cambio del Programa y el tipo de cambio correspondiente a las fechas de pago de las resoluciones de compensación ya emitidas o de la fecha de publicación de la Resolución 97/2018, según corresponda). La deuda comenzará a cancelarse a partir de enero de 2019 en 30 cuotas mensuales y consecutivas, en pesos al tipo de cambio de referencia Comunicación A 3500 del BCRA (Mayorista) promedio mensual del mes anterior a cada cuota.

Con fecha 3 de mayo de 2018, el Grupo ha realizado la adhesión al Procedimiento mencionado precedentemente.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado una ganancia de 804 incluida en el rubro "Resultados financieros, netos".

Con fecha 4 de diciembre de 2018 se publicó la Ley N° 27.467 de Presupuesto de la Administración Nacional para el año 2019 que en su artículo 55 dispuso autorizar la emisión de instrumentos de deuda pública por hasta US\$ 1.600 millones, para la cancelación de las compensaciones del año 2017 del Plan Gas I (conforme lo dispuesto en la Resolución N° 97 del 28 de marzo de 2018 del entonces MINEM).

Con fecha 21 de febrero de 2019, se publicó la Resolución SGE 54/19, que modifica parcialmente la Res. 97/2018, adecuándola al mecanismo de pago definido por el art. 55 de la Ley N° 27.467. Dispone, entre otras cosas, que para solicitar la cancelación conforme este mecanismo, las empresas beneficiarias deberán manifestar su consentimiento dentro del plazo de diez días de notificadas, y que, al adherirse al mecanismo de cancelación mencionado, renuncian a todo derecho, acción o reclamo en relación a los programas, los actos administrativos de compensación y órdenes de pago que se hubieren emitido.

Con fecha 28 de febrero de 2019, se publicó en el BO la Resolución Conjunta N° 21/19 de las Secretarías de Finanzas y Hacienda que dispuso la emisión con fecha 27 de febrero de 2019 de los "Bonos Programas Gas Natural" por un monto hasta un valor nominal de US\$ 1.600 millones, cuya fecha de vencimiento será el 28 de junio de 2021. La amortización será en 29 cuotas mensuales y consecutivas.

También con fecha 28 de febrero de 2019, la SGE notificó a YPF del monto de las compensaciones incluidas calculadas en el marco de la Resolución N° 97/18 por un total de US\$ 758 millones.

Con fecha 1° de marzo, la Sociedad presentó su carta de adhesión ante la SGE en los términos previstos por la Resolución SGE 54/19.

- **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 BO (19 de mayo de 2016) hasta el 31 de diciembre del año 2018.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 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.

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 de 2017, 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 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 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.

Con fecha 23 de enero de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 12-E/2018 que modifica la Resolución 46-E/2017:

- (i) hace aplicable los incentivos a las concesiones adyacentes que sean operadas de manera unificada y cumplan con los siguientes requisitos: contar con un plan de inversión común; ser operado en forma conjunta utilizando, sustancialmente, las mismas instalaciones de superficie; en el caso de cotitularidad, se tengan en todas las concesiones los mismos porcentajes de participación y toda cesión de participación se efectúe de manera conjunta y simultánea por todas las participaciones.
- (ii) adecúa la fecha de pago de la primera compensación bajo el Programa y, correlativamente, efectúa las correspondientes revisiones relacionadas con el pago provisorio inicial, estableciendo que para las solicitudes presentadas hasta el 31 de enero de 2018 será la correspondiente al mes de enero de 2018 y para las solicitudes presentadas con posterioridad al 31 de enero de 2018, la correspondiente al mes en que se haya presentado la solicitud de inclusión en el Programa.

Con fecha 4 de diciembre de 2018 se publicó la Ley N° 27.467 de Presupuesto de la Administración Nacional para el año 2019, la cual dispuso en su artículo 58° la creación de un fideicomiso de garantía para obligaciones contingentes del Plan Gas IV ("Programa Estímulo a las Inversiones en Desarrollo de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios no Convencionales" dispuesto por medio de la Resolución 46 del 2 de marzo de 2017 del ex MINEM) con el objeto de garantizar hasta en un 30% las obligaciones que pudieran generarse bajo dicho programa a partir del 1° de enero de 2019.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, YPF obtuvo la adhesión al Programa por su participación en las concesiones Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste-Aguada de Castro, Estación Fernández Oro y La Ribera I y II.

- **Ventas de gas natural con destino a la generación de electricidad**

Con fecha 1° de agosto de 2018 se publicó en el BO la Resolución N° 46/18 del MINEM que instruye a la SEE a disponer las medidas necesarias para que CAMMESA implemente mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de gas para generación eléctrica y establece los nuevos precios máximos (20% inferiores a los vigentes hasta ese momento) en el PIST para el gas natural, para cada cuenca de origen, que serán de aplicación para la valorización de los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad a partir del 1° de agosto de 2018.

Con fecha 7 de noviembre de 2018 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 70/2018, modificatoria de la Resolución N° 95/2013 de la ex Secretaría de Energía, por la que se faculta a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a contratar el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Además, la Resolución establece que los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo con el mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA.

30.h) 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 con 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

- **Renegociación tarifaria**

La Ley de Emergencia publicada en el BO 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 2018:

i. Acuerdo Transitorio

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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

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 BO 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 deberá 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 Readequación 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 BO: (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.

Con fecha 31 de enero de 2018 se publicó en el BO 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.

Con fecha 28 de marzo de 2018, se publicó la Resolución ENARGAS N° 300/2018 que dispuso declarar la validez de la Audiencia Pública N° 94 y aprobar los cuadros tarifarios definitivos aplicables a partir del 1° de abril de 2018.

Con fecha 27 de septiembre de 2018 se publicó la Resolución SGE N° 14/2018, aplicable a la facturación de las distribuidoras a partir del 1° de octubre de 2018 que, entre otros aspectos, i) deja sin efecto los topes y bonificaciones oportunamente dispuestos en las Resoluciones MINEM N° 212/2016 y N° 474/2017 y se fija una nueva bonificación para los usuarios de la tarifa social del 100% para el bloque de consumo base dispuesto en el Anexo II de la Resolución MINEM N° 474/2017 y los consumos que excedan dicho bloque se pagan al 100%; y ii) establece que el Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas (Art 75 de la Ley N° 25.565) será de 2,96% sobre el precio del gas en el PIST por metro cúbico y establece que la facturación se ajustará a los procedimientos que establezca el ENARGAS.

Con fecha 8 de octubre de 2018 se publicó en el BO la Resolución FC ENARGAS N° 281/2018 que declara la validez de la Audiencia Pública N° 96 y aprueba los Cuadros Tarifarios de Metrogas, con vigencia a partir del día de su publicación, para el período estival 2018-2019. Posteriormente, con fecha 12 de octubre de 2018, se publicó en el BO la Resolución FC ENARGAS N° 292/2018 que rectifica los cuadros tarifarios de la mencionada Resolución FC ENARGAS N° 281/2018, con aplicación retroactiva al 8 de octubre de 2018. La Resolución del ENARGAS N° 292/2018 publicada el 12 de octubre de 2018, rectifica los Cuadros Tarifarios y Cuadro de Tasas y Cargos por Servicios adicionales de Metrogas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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.)

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.

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.

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó en el BO el Decreto N° 252/2018 por medio del cual el PEN ratifica el Acta Acuerdo suscripta por el MINEM, el Ministerio de Hacienda y Metrogas.

iii. Asistencia económica transitoria

El 30 de diciembre de 2016 se publicó en el BO 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

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 GNNC respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas, aplicable a partir del 1 de enero de 2018.

vi. Programa de financiamiento de consumos invernales

Con fecha 27 de marzo de 2018 se suscribió un acta de intención con ENARGAS, productores, distribuidores y transportistas de gas natural, con el objeto de comprometer esfuerzos tendientes para desarrollar un programa de financiamiento de consumos invernales de gas natural, en conjunto entre las partes firmantes.

Con fecha 12 de junio de 2018 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 97/2018 que estableció el Programa de Financiamiento de Consumos Invernales de Gas Natural (el “Programa”). La adhesión al Programa por parte de los usuarios beneficiarios fue opcional y voluntaria. De acuerdo con los términos del Programa, los consumidores residenciales y comerciales servicio completo de gas natural podían financiar bajo el mismo, el pago del 25% de las facturas emitidas entre el 1° de julio y el 31 de octubre del año 2018. La tasa de interés aplicable a esta opción fue la tasa pasiva canal electrónico exclusivamente sector privado no financiero del BNA para colocación a 30 días del mes anterior del que se facture. La financiación acumulada y sus intereses se recuperarían a partir de las facturas regulares emitidas desde el 1° de noviembre de 2018 y por tres períodos consecutivos para los clientes bimestrales y seis períodos consecutivos para los clientes mensuales. El financiamiento involucró a cada uno de los segmentos de la actividad (gas, transporte y distribución) y fue de carácter excepcional para el invierno 2018.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.)

vii. Modificación de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 91/2018 por medio de la cual se unifican los plazos para el ajuste por variaciones en el precio del gas comprado o ajuste estacional y el ajuste semestral de las tarifas, estableciéndose que una vez transcurrido el período de transición, los ajustes serán estacionales, abarcando los períodos del 1° de abril al 30 de septiembre de cada año, y del 1° de octubre al 31 de marzo del año siguiente.

viii. Bonificación para los usuarios de la tarifa social

Con fecha 23 de mayo de 2018 se publicó en el BO la Resolución N° 218/2018 del MINEM (posteriormente instrumentada por el ENARGAS a través de la Resolución N° 86/2018) que dispone la suspensión de la aplicación de los criterios de bonificación para los usuarios de la tarifa social establecidos en la Resolución N° 474/2017 para los consumos efectuados durante los meses de mayo y junio del 2018, debiendo aplicarse para la facturación de dichos consumos el régimen de tarifa social con el alcance previsto en la Resolución MINEM N° 28/2016, a cuyos efectos deberá considerarse la bonificación del 100% del precio del gas natural que dichos usuarios consuman.

• **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° 1/2566 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.

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. Dicha presentación no implica desistimiento del recurso antes referido.

Con fecha 5 de abril de 2018, el ENARGAS rechazó el recurso de reconsideración presentado por YPF el 30 de marzo de 2017. La decisión del ENARGAS fue notificada a YPF el 6 de abril de 2018 mediante Resolución ENARGAS 313/2018.

YPF solicitó vista de las actuaciones, la que fue otorgada por el ENARGAS con fecha 10 de septiembre de 2018, lo que produjo la reanudación de los plazos para interponer recurso de alzada.

Con fecha 8 de octubre de 2018, YPF presentó recurso de alzada para su resolución por la SGE. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, este recurso no ha sido resuelto.

• **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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 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 pudiese 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 GNCC 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 GNCC.

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 GNCC, se establece una compensación resultante de la diferencia entre el precio de compra al productor de gas natural y la venta a sus clientes.

30.i) 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 BO 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 BO 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.

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó la Disposición N° 5/18 de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos, que estableció nuevos precios máximos de referencia para la comercialización de butano destinado a la venta de GLP envasado, con vigencia a partir del 1° de abril de 2018.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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) Regulaciones fiscales

- **Reforma Tributaria**

El 29 de diciembre de 2017 se publicaron en el BO las leyes N° 27.430 y 27.432 de Reforma Tributaria 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 el 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. La vigencia aplica para las transferencias indirectas sobre activos que hayan sido adquiridos con posterioridad al 1° de enero de 2018.

- Costos para el abandono de pozos de hidrocarburos

Se admite la deducción de los gastos de abandono de pozos al considerar 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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.

- Revalúo impositivo

La normativa establece que, a opción de las sociedades, se podrá realizar el revalúo impositivo de los bienes situados en el país y que se encuentran afectados a la generación de ganancias gravadas. El impuesto especial sobre el importe del revalúo depende del bien, siendo de un 8% para los bienes inmuebles que no posean el carácter de bienes de cambio, del 15% para los bienes inmuebles que posean el carácter de bienes de cambio, del 5% para acciones, cuotas y participaciones sociales poseídas por personas físicas y del 10% para el resto de los bienes. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo se encuentra analizando la posibilidad de ejercer la opción. La ganancia generada por la revaluación estará exenta según lo establece el art. 291 de la Ley 27.430 y, por otro lado, el impuesto adicional generado por el revalúo no es deducible.

- Impuesto a los combustibles

Entre las principales modificaciones se destacan:

- Se introduce un nuevo impuesto: impuesto al dióxido de carbono, que sumado al impuesto sobre los combustibles al momento de la publicación de la norma preveía una carga fiscal similar a la vigente con anterioridad.
- Ambos impuestos tributan en base a un importe fijo por litro ajustable trimestralmente por el IPC. 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.

Con fecha 7 de mayo de 2018, mediante el Decreto N° 409/2018, el PEN dispuso que podrá computarse el 33% de las sumas debitadas del impuesto tanto por las acreditaciones como por los débitos que se efectúen en la cuenta.

- 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.

- **Plan de facilidades**

Con fecha 1° de marzo de 2019 se publicó en el BO la Resolución General AFIP 4434/2019 que establece un régimen de facilidades de pago respecto de las deudas por obligaciones impositivas en discusión ante el Tribunal Fiscal de la Nación. Este plan de financiación, el cual podrá presentarse hasta el día 30 de junio de 2019, contempla una tasa variable con plazos de pago de hasta 5 años. Será condición necesaria para adherir al régimen que el contribuyente se allane a la pretensión del Fisco y desista y renuncie a toda acción y derecho, incluso el de repetición, con relación a las obligaciones a cancelar mediante el plan de facilidades.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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.k) Otros requerimientos regulatorios

- **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 – Provisiones	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 2.974.520 cuotas partes del Fondo Común de Inversión MAF Money Market - Clase B con liquidación inmediata, siendo el valor total de las cuotas partes correspondientes a la Sociedad de 9, al 31 de diciembre de 2018.

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.

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 2018, 2017 y 2016, 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 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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 2018, 2017 Y 2016



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)		
		2018	2017	2016	2018	2017	2016
SGE	(1) (16)	26.978	13.417	10.881	-	12.840	16.757
SGE	(2) (16)	1.211	-	-	1.376	-	-
SGE	(3) (16)	282	190	129	347	191	93
SGE	(4) (16)	192	162	142	107	119	132
SGE	(5) (16)	1.255	-	-	3.447	-	-
SGE	(6) (16)	3.535	-	-	4.149	-	-
SGE	(7) (16)	-	-	759	-	-	759
Ministerio de Transporte	(8) (16)	3.044	840	1.152	9.192	5.402	5.658
Secretaría de Industria	(9) (16)	-	24	378	-	188	422
CAMMESA	(10)	3.822	4.444	3.782	18.029	17.569	20.934
CAMMESA	(11)	(444)	(316)	(170)	(3.272)	(2.090)	(2.189)
IEASA	(12)	4.326	698	727	7.600	2.920	2.541
IEASA	(13)	(745)	(1.591)	(1.357)	(1.156)	(214)	(955)
Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A.	(14)	3.454	946	364	8.710	4.300	3.066
Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A.	(15)	-	-	(2)	(21)	(28)	(14)

- (1) Beneficios por el incentivo para la inyección excedente de gas natural.
- (2) Beneficios por el programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales.
- (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) Procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las Licenciatarias del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes reciben de sus usuarios en beneficio de Metrogas.
- (6) Procedimiento para la compensación por el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las Prestadoras del Servicio de Distribución de Gas Natural por Redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios respectivos en beneficio de Metrogas.
- (7) Asistencia económica transitoria en beneficio de Metrogas.
- (8) Compensación por suministro de gas oil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial.
- (9) Incentivo por la fabricación nacional de bienes de capital en beneficio de AESA.
- (10) Provisión de fuel oil y gas natural, y adicionalmente generación de energía eléctrica correspondiente a YPF EE hasta la fecha de pérdida de control de YPF.
- (11) Compras de energía.
- (12) Venta de gas natural y prestación de servicios en los proyectos de regasificación de gas natural licuado de Bahía Blanca (hasta el 31 de octubre de 2018) y Escobar.
- (13) Compra de gas natural y de petróleo crudo.
- (14) Provisión de combustible aeronáutico.
- (15) Compra de millas para programa YPF Serviclub.
- (16) Ingresos reconocidos bajo los lineamientos de la NIC 20.

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 las Notas 13 y 16 y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros.

Por otro lado, el Grupo posee BONAR 2020 (ver Nota 30.g) 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016**

**31. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (Cont.)**

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 2018, 2017 y 2016:

	2018 ⁽¹⁾	2017 ⁽¹⁾	2016 ⁽¹⁾
Beneficios de corto plazo para empleados ⁽²⁾	337	221	182
Beneficios basados en acciones	55	34	26
Beneficios posteriores al empleo	14	10	9
Beneficios de terminación	-	109	94
	406	374	311

(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 66, 50 y 45 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

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 87, 80 y 80 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

ii. Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 2.141, 1.650 y 1.272 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- en su reunión de fecha 8 de mayo de 2018, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2018-2021 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2018 (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 308, 162 y 153 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 (Cont.)

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 la Sociedad ha recomprado 250.795, 263.298 y 171.330 acciones propias emitidas por un monto de 120, 100 y 50, respectivamente, y ha liquidado a beneficiarios del plan 538.252, 502.996 y 520.031 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 2018, 2017 y 2016:

Plan 2013-2015

	2018	2017	2016
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	188.493
- Concedidas	-	-	9.130
- Liquidadas	-	-	(193.878)
- Expiradas	-	-	(3.745)
Cantidad al cierre del ejercicio⁽¹⁾	-	-	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	-	6
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	-	14,75

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2016.

Plan 2014-2017

	2018	2017	2016
Cantidad al inicio del ejercicio	-	99.278	234.130
- Concedidas	-	6.269	6.978
- Liquidadas	-	(105.201)	(123.926)
- Expiradas	-	(346)	(17.904)
Cantidad al cierre del ejercicio⁽¹⁾	-	-	99.278
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	8	28
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	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.

Plan 2015-2018

	2018	2017	2016
Cantidad al inicio del ejercicio	162.051	339.459	602.079
- Concedidas	-	2.682	-
- Liquidadas	(155.385)	(168.814)	(202.227)
- Expiradas	(6.666)	(11.276)	(60.393)
Cantidad al cierre del ejercicio⁽¹⁾	-	162.051	339.459
Gasto reconocido durante el ejercicio	12	26	63
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	19,31	19,31	19,31

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2018, en tanto tenía 7 meses restantes al 31 de diciembre de 2017 y entre 7 meses y 19 meses al 31 de diciembre de 2016.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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 2018, 2017 Y 2016



32. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (Cont.)

Plan 2016-2019

	2018	2017	2016
Cantidad al inicio del ejercicio	393.972	682.307	-
- Concedidas	-	-	682.307
- Liquidadas	(189.303)	(228.981)	-
- Expiradas	(21.589)	(59.354)	-
Cantidad al cierre del ejercicio⁽¹⁾	183.080	393.972	682.307
Gasto reconocido durante el ejercicio	54	59	56
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	16,99	16,99	16,99

(1) El promedio de vida restante del plan es de 7 meses al 31 de diciembre de 2018, 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

	2018	2017	2016
Cantidad al inicio del ejercicio	644.949	-	-
- Concedidas	-	646.149	-
- Liquidadas	(193.564)	-	-
- Expiradas	(75.833)	(1.200)	-
Cantidad al cierre del ejercicio⁽¹⁾	375.552	644.949	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	142	69	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	20,26	20,26	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2018 y entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2017.

Plan 2018-2021

	2018	2017	2016
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	-
- Concedidas	761.512	-	-
Cantidad al cierre del ejercicio⁽¹⁾	761.512	-	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	100	-	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	13,60	-	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2018.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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 2018, 2017 Y 2016



33. ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

	2018			2017			2016		
	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									
Otros créditos									
Dólares estadounidenses.....	10	37,50	375	2	18,55	37	169	15,79	2.669
Reales	-	-	-	-	-	-	10	4,84	48
Pesos chilenos.....	11	0,05	1	-	-	-	-	-	-
Créditos por ventas									
Dólares estadounidenses	489	37,50	18.338	2	18,55	37	-	-	-
Inversiones en activos financieros									
Dólares estadounidenses.....	-	-	-	-	-	-	490	15,79	7.737
Total del activo no corriente			18.714			74			10.454
Activo corriente									
Créditos por ventas									
Dólares estadounidenses.....	907	37,50	34.013	380	18,55	7.049	397	15,79	6.269
Pesos chilenos	15.285	0,05	764	9.836	0,03	295	10.542	0,02	211
Reales	-	-	-	-	-	-	23	4,84	111
Otros créditos									
Dólares estadounidenses.....	191	37,50	7.163	165	18,55	3.061	349	15,79	5.511
Euros.....	2	42,84	86	5	22,28	111	15	16,63	249
Reales	-	-	-	-	-	-	4	4,84	19
Pesos chilenos	6.253	0,05	313	4.303	0,03	129	-	-	-
Franco suizos	-	-	-	3	19,04	57	-	-	-
Inversiones en activos financieros									
Dólares estadounidenses.....	292	37,50	10.941	697	18,55	12.936	478	15,79	7.548
Efectivo y equivalentes de efectivo									
Dólares estadounidenses.....	900	37,50	33.750	526	18,55	9.757	414	15,79	6.537
Pesos chilenos	1.097	0,05	55	898	0,03	27	240	0,02	5
Reales	-	-	-	-	-	-	2	4,84	10
Franco suizos	-	-	-	-	-	-	-	(2)	15,52
Total del activo corriente			87.085			33.422			26.476
Total del activo			105.799			33.496			36.930
Pasivo no corriente									
Provisiones									
Dólares estadounidenses.....	1.956	37,70	73.741	2.909	18,65	54.253	2.675	15,89	42.506
Préstamos									
Dólares estadounidenses.....	6.475	37,70	244.094	6.200	18,65	115.628	5.741	15,89	91.222
Reales	-	-	-	-	-	-	13	4,88	63
Franco suizos	-	-	-	300	19,13	5.731	300	15,57	4.673
Otros pasivos									
Dólares estadounidenses.....	14	37,70	523	14	18,65	269	21	15,89	334
Cuentas por pagar									
Dólares estadounidenses.....	3	37,70	113	4	18,65	75	133	15,89	2.113
Total del pasivo no corriente			318.471			175.956			140.911
Pasivo corriente									
Provisiones									
Dólares estadounidenses.....	73	37,70	2.752	57	18,65	1.063	45	15,89	715
Cargas fiscales									
Reales	-	-	-	-	-	-	5	4,88	24
Pesos chilenos	1.752	0,05	88	1.524	0,03	46	1.055	0,02	21
Préstamos									
Dólares estadounidenses.....	1.206	37,70	45.475	1.647	18,65	30.725	1.054	15,89	16.754
Reales	-	-	-	-	-	-	17	4,88	82
Franco suizos	302	38,31	11.563	3	19,13	54	3	15,57	45
Remuneraciones y cargas sociales									
Dólares estadounidenses.....	6	37,70	226	6	18,65	112	6	15,89	96
Reales	-	-	-	-	-	-	2	4,88	10
Pesos chilenos	274	0,05	14	247	0,03	7	501	0,02	10
Otros pasivos									
Dólares estadounidenses.....	12	37,70	452	125	18,65	2.331	275	15,89	4.371
Cuentas por pagar									
Dólares estadounidenses.....	1.087	37,70	40.980	1.149	18,65	21.429	1.197	15,89	19.020
Euros.....	21	43,16	906	18	22,45	404	15	16,77	252
Pesos chilenos	2.202	0,05	110	1.826	0,03	55	4.915	0,02	98
Reales	-	-	-	-	-	-	9	4,88	44
Franco suizos	-	-	-	3	19,13	57	-	(2)	15,57
Yenes	13	0,34	4	19	0,17	3	-	-	-
Total del pasivo corriente			102.570			56.286			41.545
Total del pasivo			421.041			232.242			182.456

(1) Tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 según el BNA.

(2) Valor registrado menor a 1.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

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

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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



34. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 1° de marzo de 2019 se publicó la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, que -con efectos a partir del 1° de marzo de 2019- deroga la Resolución N° 19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y, entre otros aspectos, establece nuevos esquemas de remuneración de disponibilidad garantizada de potencia y de generación de los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM (exceptuando de este régimen a la generación de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y la Generación Nuclear, y también los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM con unidades generadoras con potencia comprometida en el marco de contratos centralizados destinados al Abastecimiento de la demanda del MEM). Los cargos por potencia para los seis meses de menor demanda eléctrica y por generación aprobados por la Resolución N° 1/2019 resultan aproximadamente un 20% inferiores en dólares a los previstos en la Resolución N° 19/2017.

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 2018 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 7 de marzo de 2019 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 7 - MARZO - 2019
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

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° 143.

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

GUILLERMO STOK
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.C.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 117 - F° 29

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