



**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

## 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.....	40
4	Administración del riesgo financiero .....	46
5	Información por segmentos.....	51
6	Instrumentos financieros por categoría.....	53
7	Activos intangibles.....	56
8	Propiedades, planta y equipo .....	57
9	Activos por derecho de uso.....	61
10	Inversiones en asociadas y negocios conjuntos .....	61
11	Inventarios.....	65
12	Otros créditos .....	65
13	Créditos por ventas.....	65
14	Efectivo y equivalentes de efectivo .....	65
15	Provisiones.....	66
16	Impuesto a las ganancias.....	75
17	Cargas fiscales.....	76
18	Remuneraciones y cargas sociales .....	76
19	Pasivos por arrendamientos .....	77
20	Préstamos.....	78
21	Otros pasivos.....	80
22	Cuentas por pagar.....	80
23	Ingresos .....	80
24	Costos .....	83
25	Gastos por naturaleza .....	83
26	Otros resultados operativos, netos.....	85
27	Resultados financieros, netos .....	85
28	Inversiones en Uniones Transitorias.....	85
29	Patrimonio .....	87
30	Resultado neto por acción.....	87
31	Asuntos relacionados con las Entidades de Maxus .....	88
32	Activos y pasivos contingentes .....	99
33	Compromisos contractuales .....	108
34	Principales regulaciones y otros .....	118
35	Saldos y transacciones con partes relacionadas.....	144
36	Planes de beneficios y obligaciones similares .....	147
37	Activos y pasivos en monedas distintas del peso.....	150
38	Hechos posteriores .....	151



## 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
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
CT Barragán	Negocio conjunto CT Barragán S.A.
DOP	Deliver or Pay
El Grupo	YPF y sus subsidiarias
Eleran	Subsidiaria Eleran Inversiones 2011 S.A.U.
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
FACPCE	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
GPA	Asociada Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.
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.)
IIBB	Impuesto a los Ingresos Brutos
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPIIM	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.
OLCLP	Negocio conjunto Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini 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
RTI	Revisión Tarifaria Integral
SE	Secretaría de Energía
SEC	U.S. Securities and Exchange Commission
SEE	Secretaría de Energía Eléctrica
SGE	Secretaría de Gobierno de Energía
SRH	Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos
SSHyc	Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles
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.
TFN	Tribunal Fiscal de la Nación
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
YPF Ventures	Subsidiaria YPF Ventures S.A.U.
YTEC	Subsidiaria YPF Tecnología S.A.



## INFORMACIÓN LEGAL

### Domicilio legal

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

### Ejercicio económico

N° 43 iniciado el 1° de enero de 2019.

### 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

GUILLERMO EMILIO NIELSEN  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	Notas	2019	2018	2017
<b>ACTIVO</b>				
<b>Activo no corriente</b>				
Activos intangibles.....	7	37.179	20.402	9.976
Propiedades, planta y equipo .....	8	1.069.011	699.087	354.443
Activos por derecho de uso .....	9	61.391	-	-
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.....	10	67.590	32.686	6.045
Activos mantenidos para su disposición .....	3	-	-	8.823
Activos por impuesto diferido, netos .....	16	1.583	301	588
Otros créditos .....	12	11.789	9.617	1.335
Créditos por ventas .....	13	15.325	23.508	2.210
<b>Total del activo no corriente .....</b>		<b>1.263.868</b>	<b>785.601</b>	<b>383.420</b>
<b>Activo corriente</b>				
Activos mantenidos para su disposición .....	3	-	3.189	-
Inventarios.....	11	80.479	53.324	27.149
Activos de contratos .....	23	203	420	142
Otros créditos .....	12	36.192	21.867	12.684
Créditos por ventas .....	13	118.077	72.646	40.649
Inversiones en activos financieros .....	6	8.370	10.941	12.936
Efectivo y equivalentes de efectivo .....	14	66.100	46.028	28.738
<b>Total del activo corriente .....</b>		<b>309.421</b>	<b>208.415</b>	<b>122.298</b>
<b>TOTAL DEL ACTIVO .....</b>		<b>1.573.289</b>	<b>994.016</b>	<b>505.718</b>
<b>PATRIMONIO</b>				
Aportes de los propietarios .....		10.572	10.518	10.402
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados .....		531.977	348.682	141.893
<b>Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante .....</b>		<b>542.549</b>	<b>359.200</b>	<b>152.295</b>
Interés no controlante.....		5.550	3.157	238
<b>TOTAL DEL PATRIMONIO .....</b>		<b>548.099</b>	<b>362.357</b>	<b>152.533</b>
<b>PASIVO</b>				
<b>Pasivo no corriente</b>				
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición .....	3	-	-	4.193
Provisiones.....	15	144.768	83.388	54.734
Pasivos por impuesto diferido, netos .....	16	97.231	91.125	37.645
Pasivos de contratos .....	23	294	1.828	1.470
Impuesto a las ganancias a pagar .....	16	3.387	-	-
Cargas fiscales.....	17	1.428	2.175	220
Pasivos por arrendamientos .....	19	40.391	-	-
Préstamos .....	20	419.651	270.252	151.727
Otros pasivos .....	21	703	549	277
Cuentas por pagar.....	22	2.465	3.373	185
<b>Total del pasivo no corriente .....</b>		<b>710.318</b>	<b>452.690</b>	<b>250.451</b>
<b>Pasivo corriente</b>				
Pasivos asociados con activos mantenidos para su disposición .....	3	-	3.133	-
Provisiones.....	15	5.460	4.529	2.442
Pasivos de contratos .....	23	7.404	4.996	1.460
Impuesto a las ganancias a pagar .....	16	1.964	357	191
Cargas fiscales.....	17	11.437	10.027	6.879
Remuneraciones y cargas sociales .....	18	10.204	6.154	4.132
Pasivos por arrendamientos .....	19	21.389	-	-
Préstamos .....	20	107.109	64.826	39.336
Otros pasivos .....	21	1.310	722	2.383
Cuentas por pagar.....	22	148.595	84.225	45.911
<b>Total del pasivo corriente .....</b>		<b>314.872</b>	<b>178.969</b>	<b>102.734</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO .....</b>		<b>1.025.190</b>	<b>631.659</b>	<b>353.185</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO .....</b>		<b>1.573.289</b>	<b>994.016</b>	<b>505.718</b>

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 5 - MARZO - 2020Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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° 29RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159GUILLERMO EMILIO NIELSEN  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, excepto la información por acción expresada en pesos argentinos)

	Notas	2019	2018	2017
<b>Resultado neto</b>				
Ingresos .....	23	678.595	435.820	252.813
Costos .....	24	(575.608)	(359.570)	(211.812)
<b>Resultado bruto .....</b>		<b>102.987</b>	<b>76.250</b>	<b>41.001</b>
Gastos de comercialización .....	25	(49.898)	(27.927)	(17.954)
Gastos de administración .....	25	(24.701)	(13.922)	(8.736)
Gastos de exploración .....	25	(6.841)	(5.466)	(2.456)
(Deterioro) / Recupero de propiedades, planta y equipo .....	2.c y 8	(41.429)	2.900	5.032
Otros resultados operativos, netos .....	26	(1.130)	11.945	(814)
<b>Resultado operativo .....</b>		<b>(21.012)</b>	<b>43.780</b>	<b>16.073</b>
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos .....	10	7.968	4.839	1.428
Ingresos financieros .....	27	93.405	100.083	17.623
Costos financieros .....	27	(91.533)	(63.681)	(28.629)
Otros resultados financieros .....	27	4.162	5.123	2.208
Resultados financieros, netos .....	27	6.034	41.525	(8.798)
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias .....</b>		<b>(7.010)</b>	<b>90.144</b>	<b>8.703</b>
Impuesto a las ganancias .....	16	(26.369)	(51.538)	3.969
<b>Resultado neto del ejercicio .....</b>		<b>(33.379)</b>	<b>38.606</b>	<b>12.672</b>
<b>Otros resultados integrales</b>				
<i>Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>				
Diferencia de conversión de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos .....		(8.011)	(18.307)	(641)
Resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos <sup>(1)</sup> .....		8.953	14.006	-
Diferencia de conversión reversada al resultado neto del ejercicio <sup>(2)</sup> .....		-	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 .....		220.425	175.329	23.057
<b>Otros resultados integrales del ejercicio .....</b>		<b>221.367</b>	<b>172.600</b>	<b>21.917</b>
<b>Resultado integral del ejercicio .....</b>		<b>187.988</b>	<b>211.206</b>	<b>34.589</b>
<b>Resultado neto del ejercicio atribuible a:</b>				
Accionistas de la controlante .....		(34.071)	38.613	12.340
Interés no controlante .....		692	(7)	332
<b>Otros resultados integrales del ejercicio atribuibles a:</b>				
Accionistas de la controlante .....		219.666	169.674	21.917
Interés no controlante .....		1.701	2.926	-
<b>Resultado integral del ejercicio atribuible a:</b>				
Accionistas de la controlante .....		185.595	208.287	34.257
Interés no controlante .....		2.393	2.919	332
<b>Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante..</b>				
Básico y diluido .....	30	(86,85)	98,43	31,43

(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 5 - MARZO - 2020Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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° 29RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159GUILLERMO EMILIO NIELSEN  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



2019									
Aportes de los propietarios									
	Capital suscripto	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	3.923	6.084	10	17	115	11	(282)	640	10.518
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(4)</sup> .....	-	-	-	-	493	-	-	-	493
Recompra de acciones propias en cartera.....	(4)	(6)	4	6	-	(280)	-	-	(280)
Acciones entregadas por planes de beneficios <sup>(2)</sup> .....	5	7	(5)	(7)	(491)	446	(114)	-	(159)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 26 de abril de 2019 <sup>(3)</sup> ..	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 27 de junio de 2019 <sup>(3)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	<b>3.924</b>	<b>6.085</b>	<b>9</b>	<b>16</b>	<b>117</b>	<b>177</b>	<b>(396)</b>	<b>640</b>	<b>10.572</b>

2019										
Reservas						Patrimonio atribuible a				
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	2.007	-	11.020	220	-	297.120	38.315	359.200	3.157	362.357
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(4)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	493	-	493
Recompra de acciones propias en cartera.....	-	-	-	-	-	-	-	(280)	-	(280)
Acciones entregadas por planes de beneficios <sup>(2)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	(159)	-	(159)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 26 de abril de 2019 <sup>(3)</sup> ..	-	4.800	33.235	280	-	-	(38.315)	-	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 27 de junio de 2019 <sup>(3)</sup> .....	-	(2.300)	-	-	-	-	-	(2.300)	-	(2.300)
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	219.666	-	219.666	1.701	221.367
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	(34.071)	(34.071)	692	(33.379)
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	<b>2.007</b>	<b>2.500</b>	<b>44.255</b>	<b>500</b>	<b>-</b>	<b>516.786</b>	<b>(34.071)</b>	<b>542.549</b>	<b>5.550</b>	<b>548.099</b>

(1) Incluye 528.145 correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de YPF, (29.691) 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 18.332 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 29.

(4) Ver Nota 36.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

GUILLERMO EMILIO NIELSEN  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017 (Cont.)

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2018								
	Aportes de los propietarios								
	Capital suscripto	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	3.924	6.085	9	16	36	(91)	(217)	640	10.402
Modificación de saldos al inicio del ejercicio <sup>(4)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldos al inicio del ejercicio modificados</b> .....	3.924	6.085	9	16	36	(91)	(217)	640	10.402
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(3)</sup> .....	-	-	-	-	308	-	-	-	308
Recompra de acciones propias en cartera.....	(3)	(4)	3	4	-	(120)	-	-	(120)
Acciones entregadas por planes de beneficios <sup>(2)</sup> .....	2	3	(2)	(3)	(229)	222	(65)	-	(72)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 27 de abril de 2018.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 12 de diciembre de 2018.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	3.923	6.084	10	17	115	11	(282)	640	10.518

	2018							Patrimonio atribuible a		
	Reservas					Otros resultados integrales	Resultados acumulados	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					
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	2.007	-	-	100	-	127.446	12.340	152.295	238	152.533
Modificación de saldos al inicio del ejercicio <sup>(4)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	(298)	(298)	-	(298)
<b>Saldos al inicio del ejercicio modificados</b> .....	2.007	-	-	100	-	127.446	12.042	151.997	238	152.235
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(3)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	308	-	308
Recompra de acciones propias en cartera.....	-	-	-	-	-	-	-	(120)	-	(120)
Acciones entregadas por planes de beneficios <sup>(2)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	(72)	-	(72)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 27 de abril de 2018.....	-	1.200	11.020	120	-	-	(12.340)	-	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 12 de diciembre de 2018.....	-	(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
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	2.007	-	11.020	220	-	297.120 <sup>(1)</sup>	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 36.

(4) Corresponde al cambio en la política contable detallado en la Nota 2.b.18.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

GUILLERMO EMILIO NIELSEN  
Presidente



## YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017 (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
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	3.923	6.085	10	16	61	(152)	(180)	640	10.403
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(3)</sup> .....	-	-	-	-	162	-	-	-	162
Recompra de acciones propias en cartera.....	(3)	(4)	3	4	-	(100)	-	-	(100)
Acciones entregadas por planes de beneficios <sup>(2)</sup> .....	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 .....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	<b>3.924</b>	<b>6.085</b>	<b>9</b>	<b>16</b>	<b>36</b>	<b>(91)</b>	<b>(217)</b>	<b>640</b>	<b>10.402</b>

2017										
Reservas						Patrimonio atribuible a				
	Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Especial ajuste inicial NIIF	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
<b>Saldos al inicio del ejercicio</b> .....	2.007	5	24.904	490	3.648	105.529	(28.231)	118.755	(94)	118.661
Devengamiento de planes de beneficios en acciones <sup>(3)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	162	-	162
Recompra de acciones propias en cartera.....	-	-	-	-	-	-	-	(100)	-	(100)
Acciones entregadas por planes de beneficios <sup>(2)</sup> .....	-	-	-	-	-	-	-	(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
<b>Saldos al cierre del ejercicio</b> .....	<b>2.007</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>100</b>	<b>-</b>	<b>127.446</b> <sup>(1)</sup>	<b>12.340</b>	<b>152.295</b>	<b>238</b>	<b>152.533</b>

(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 36.

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 5 - MARZO - 2020Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020DELOITTE & 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° 29RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159GUILLERMO EMILIO NIELSEN  
Presidente

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2019	2018	2017
<b>Actividades operativas:</b>			
Resultado neto	(33.379)	38.606	12.672
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las operaciones:</i>			
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(7.968)	(4.839)	(1.428)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	145.894	87.569	53.512
Depreciación de activos por derecho de uso	10.509	-	-
Amortización de activos intangibles	2.374	1.749	838
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	19.124	12.101	4.592
Cargo por impuesto a las ganancias	26.369	51.538	(3.969)
Aumento neto de provisiones	13.090	(3.422)	4.924
Deterioro / (Recupero) de propiedades, planta y equipo	41.429	(2.900)	(5.032)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(5.939)	(28.611)	7.611
Planes de beneficios en acciones	493	308	162
Seguros devengados	(498)	(417)	(206)
Resultado por revaluación de sociedades	-	(11.980)	-
Resultado por venta de áreas	(778)	-	-
<i>Cambios en activos y pasivos:</i>			
Créditos por ventas	(11.833)	(25.912)	(8.073)
Otros créditos	(13.076)	(9.873)	895
Inventarios	6.726	951	(1.556)
Cuentas por pagar	29.435	18.769	3.747
Cargas fiscales	(1.145)	2.615	2.550
Remuneraciones y cargas sociales	4.534	1.904	1.065
Otros pasivos	803	(1.178)	(717)
Disminución de provisiones incluidas en el pasivo por pago/utilización	(4.862)	(2.652)	(1.388)
Activos de contratos	445	(278)	(130)
Pasivos de contratos	776	2.179	2.661
Dividendos cobrados	811	583	328
Cobro de seguros por pérdida de beneficio	758	496	-
Pagos de impuesto a las ganancias	(6.955)	(2.248)	(1.084)
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades operativas<sup>(1)(2)</sup></b>	<b>217.137</b>	<b>125.058</b>	<b>71.974</b>
<b>Actividades de inversión:<sup>(3)</sup></b>			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(161.455)	(88.293)	(59.618)
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	(4.826)	(280)	(891)
Cobros por ventas de activos financieros	957	7.879	4.287
Intereses cobrados de activos financieros	1.063	750	980
Pagos por combinación de negocios	-	(2.307)	-
Cobros por ventas de áreas	382	-	-
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(163.879)</b>	<b>(82.251)</b>	<b>(55.242)</b>
<b>Actividades de financiación:<sup>(3)</sup></b>			
Pago de préstamos	(93.456)	(55.734)	(36.346)
Pago de intereses	(41.606)	(26.275)	(17.912)
Préstamos obtenidos	97.351	39.673	54.719
Recompra de acciones propias en cartera	(280)	(120)	(100)
Pagos por arrendamientos	(15.208)	-	-
Pago de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(583)	-	-
Dividendos pagados	(2.300)	(1.200)	(716)
<b>Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>(56.082)</b>	<b>(43.656)</b>	<b>(355)</b>
<b>Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>22.896</b>	<b>18.139</b>	<b>1.665</b>
<b>Reclasificación a activos mantenidos para su disposición</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(61)</b>
<b>Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>20.072</b>	<b>17.290</b>	<b>17.981</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	46.028	28.738	10.757
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	66.100	46.028	28.738
<b>Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>20.072</b>	<b>17.290</b>	<b>17.981</b>

(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) Incluye 11.184 correspondientes a los pagos de arrendamientos de corto plazo y a los pagos del cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente.

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

	2019	2018	2017
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y cánones por extensión de concesiones pendientes de cancelación	24.909	11.561	6.019
Recálculo de costos de abandono de pozos de hidrocarburos	1.172	(11.710)	(4.913)
Aportes en negocios conjuntos	-	-	19
Altas de activos por derecho de uso	39.779	-	-
Capitalización de amortización de activos por derecho de uso	2.021	-	-
Capitalización de actualización financiera de los pasivos por arrendamientos	311	-	-
Capitalización en negocios conjuntos	738	-	-

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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

GUILLERMO EMILIO NIELSEN  
Presidente

**YPF SOCIEDAD ANONIMA****NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

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

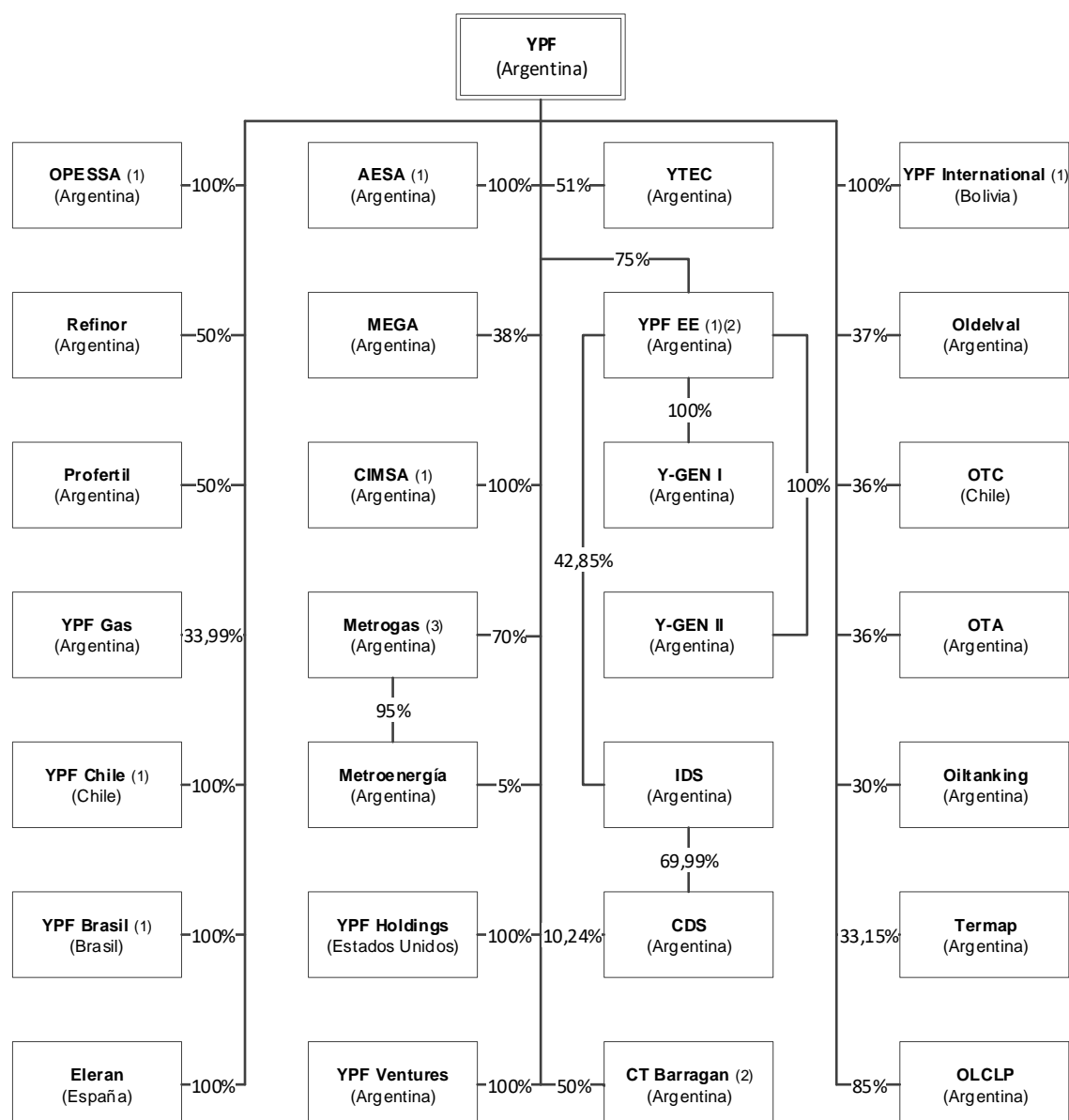
**1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO**Información general

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 2019:



(1) Tenencia directa e indirecta.

(2) Ver Nota 3.

(3) Ver Nota 34.h.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

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

Al 31 de diciembre de 2019, 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 en Bolivia y producción en Chile. 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 2019 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 2018 y 2017 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 5 de marzo de 2020.

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.

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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**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 ejercicio. 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 10 se detallan las subsidiarias consolidadas por consolidación global. Asimismo, en la Nota 28 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

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 observó la presencia de ciertos factores cualitativos y circunstancias recientes, tales como la significativa devaluación del peso, que llevaron a concluir que debía reanudarse la aplicación del ajuste por inflación de los estados financieros anuales o intermedios correspondientes a los ejercicios anuales y períodos intermedios que finalizaran a partir del 1° de julio de 2018.

Las sociedades no podían presentar sus estados financieros reexpresados debido a que el Decreto N° 664/2003 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 de 2018 en el BO, se derogó el Decreto N° 1.269/2002 del PEN y sus modificatorios (incluido el Decreto N° 664/2003 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° 777/2018 de CNV, la cual estableció que los estados financieros anuales, por períodos intermedios y especiales que cerraran 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 inicial de la NIC 29 al 31 de diciembre de 2018 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**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 y resultados por la posición monetaria neta 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





## 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 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 PEN 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 o recupero de valor, éste es reconocido en el estado de resultados integrales. 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 2019, 2018 y 2017.

### 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 la de una economía hiperinflacionaria y/o 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 10 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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:

	<u>Años de vida útil estimada</u>
Edificios y otras construcciones.....	50
Equipamiento de destilerías y plantas petroquímicas .....	20 – 25
Infraestructura de distribución de gas natural .....	20 – 50
Equipos de transporte.....	5 – 25
Muebles y útiles e instalaciones .....	10
Equipos de comercialización .....	10
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:

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 sobre 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 tasa de descuento, 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, que indica que los cambios en el pasivo se añadirán o deducirán del costo del activo correspondiente en el período actual, teniendo en cuenta que, si la disminución en el pasivo excediese el importe en libros del activo, el exceso se reconocerá inmediatamente en el resultado del ejercicio.

### 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 los 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 15.

#### 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 32.

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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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.

A continuación se indican las principales UGE en las cuales los activos han sido agrupados:

#### i. Segmento de Upstream

Los activos de este segmento han sido agrupados en la UGE Petróleo, que agrupa los activos de los campos con reservas básicamente de petróleo crudo; y las UGE Gas – Cuenca Neuquina, UGE Gas – Cuenca Noroeste y UGE Gas – Cuenca Austral, que agrupan los activos de campos con reservas básicamente de gas natural en función de las cuencas del país.

#### ii. Segmento de Gas y Energía

Los activos de este segmento han sido agrupados en la UGE Gas y Energía YPF, que incluye principalmente la comercialización y regasificación de gas natural; y la UGE Metrogas, que incluye los activos relacionados con las actividades de distribución de gas natural.

Asimismo, hasta el 31 de marzo de 2018 existía la UGE YPF EE, que incluía los activos relacionados con la actividad de generación y comercialización de energía eléctrica. 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 a cada UGE.

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 ejercicio 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 proyecciones 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





## 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.

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 el ejercicio 2017.

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 el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 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
<b>Activo</b>						
Inventarios .....	-	27.291	-	(142)	-	27.149
Activos de contratos .....	-	-	-	142	-	142
<b>Pasivo</b>						
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

De acuerdo con los requerimientos de la NIIF 15, la Nota 23 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.

### 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

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.

- Beneficios por el reconocimiento del costo financiero generado por el diferimiento de pago de las prestadoras de servicio de distribución de gas natural y gas propano indiluido por redes

Consisten en compensaciones económicas mediante el reconocimiento a distribuidoras, subdistribuidoras, transportistas y productoras de los intereses generados por el diferimiento del pago otorgado a los usuarios residenciales de gas natural y gas propano indiluido por redes del 22% en las facturas emitidas a partir del 1º de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019, que serán recuperados a partir de las facturas regulares emitidas desde el 1º de diciembre de 2019 y por 5 períodos mensuales, iguales y consecutivos. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro "Resultados financieros, netos" en el estado de resultados integrales.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 156 - Fº 159



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

- 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 la aplicación de beneficios y/o bonificaciones a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia tarifaria social del servicio de distribución de gas natural por redes.

- 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 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019

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 reconocidos por Metrogas han sido incluidos como recuperos en el rubro "Costos" en el 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. El bono recibido es computable como crédito fiscal para el pago de impuestos nacionales (impuesto a las ganancias, impuesto a la ganancia mínima presunta, IVA 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

A partir del ejercicio 2019 y de acuerdo con la NIIF 16, el Grupo contabiliza sus arrendamientos de acuerdo con el siguiente detalle:

#### El Grupo como arrendatario

Una vez identificado el arrendamiento, el Grupo reconoce las siguientes partidas:

- Activos por derecho de uso, cuyo costo incluye:
  - (a) el importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento;
  - (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 al desmantelar y eliminar el activo subyacente, restaurar el lugar en el que se localiza o restaurar el activo subyacente a la condición requerida por los términos y condiciones del arrendamiento, a menos que se incurra en esos costos al producir los inventarios. El Grupo puede 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 seguirá el modelo del costo de la NIC 16 "Propiedades, planta y equipo" (reconociendo por tanto la depreciación linealmente durante la duración del arrendamiento, salvo que otra base sistemática sea más representativa). La depreciación se calcula siguiendo el método de la línea recta en función del plazo de arrendamiento de cada contrato, salvo que la vida útil de dicho activo subyacente sea inferior.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

A los fines de evaluar la recuperabilidad de los activos por derechos de uso, 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, agrupando los activos en UGE y siguiendo los lineamientos de la NIC 36, los cuales se describen en las Notas 2.b.8 y 2.b.9 a los estados financieros consolidados anuales.

Los contratos de arrendamiento en los que el Grupo es arrendatario corresponden principalmente al alquiler de:

- Instalaciones y equipos de explotación, los cuales incluyen equipamiento de instalaciones y equipos de producción en yacimientos como ser equipos de perforación, workover y bombas de extracción. Estos contratos tienen una duración promedio de tres a cinco años para los cuales existen pagos mínimos garantizados en función de la disponibilidad de estos activos y a su vez pagos variables calculados a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por hora/día de utilización).
- Maquinarias y equipos, las cuales incluyen:
  - i. equipamiento para compresión de gas natural y generación de energía. Estos contratos tienen una duración promedio de seis años los cuales establecen pagos mínimos en función de la potencia disponible. Los pagos variables se calculan a partir de una tarifa por unidad de generación;
  - ii. equipamiento de regasificación y licuefacción de gas. Estos contratos tienen una duración promedio de entre ocho y diez años estableciendo un mínimo garantizado en función de la disponibilidad de estos activos.
- Equipo de transporte, incluye:
  - i. buques y barcasas para el transporte de hidrocarburos, cuyos contratos tienen una duración promedio de cinco años, estableciendo pagos mensuales garantizados asociados a la disponibilidad que tiene el Grupo sobre los activos mencionados;
  - ii. flotas de camiones cuyos contratos tienen una duración promedio de tres años y para los cuales los pagos variables se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (pesos por kilómetro recorrido), siendo que en algunos casos se estipulan pagos mínimos asociados a la disponibilidad de los activos mencionados.
- Estaciones de servicio, cuyos contratos incluyen el arrendamiento de terrenos e instalaciones asociadas, las cuales tienen una duración promedio de aproximadamente veinte años y cuyos pagos se determinan en función del precio de una determinada cantidad fija de litros de combustible.
- Terrenos y edificios, incluye principalmente:
  - i. un reservorio y el terreno necesario para montar las instalaciones de superficie necesarias para el almacenamiento subterráneo de gas natural, cuyo contrato tiene una duración de cuatro años, para el que hay cuotas mínimas garantizadas;
  - ii. permisos para el uso de puertos y terrenos, para los que hay cuotas mínimas garantizadas.

Para los arrendamientos que califiquen como de corto plazo, y arrendamientos con activos subyacentes de bajo valor, el Grupo continúa reconociéndolos como gasto del ejercicio, de acuerdo con la opción indicada por la norma, excepto aquellos que son capitalizados. El Grupo no identificó arrendamientos de bajo valor distintos a aquellos cuyo activo subyacente responde a impresoras, equipos celulares, computadoras, fotocopiadoras, entre otros, no siendo significativos. El mismo tratamiento contable siguen los pagos variables de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente. El total de los cargos imputados al resultado integral del ejercicio y de las capitalizaciones por los arrendamientos de corto plazo y por los arrendamientos de pagos variables relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente asciende a 13.886.

Los pagos por arrendamientos de corto plazo y bajo valor, y los pagos del cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, se clasifican en el estado de flujo de efectivo dentro de las actividades operativas, excepto aquellos que son capitalizados los cuales se clasifican como aplicaciones en las actividades de inversión. Por otro lado, los pagos en efectivo en concepto de capital e intereses se exponen como flujos de efectivo de actividades de financiación.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

- Pasivos por arrendamientos, medidos como la sumatoria de los pagos futuros por arrendamiento, descontados. Dada la complejidad de determinar la tasa de interés implícita en el arrendamiento, se utiliza la tasa incremental por préstamos del arrendatario de la fecha del reconocimiento inicial de cada contrato.

Los pasivos por arrendamientos incluyen:

- pagos fijos (incluyendo los pagos en esencia fijos), menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar;
- pagos variables, que dependen de un índice o una tasa, inicialmente medidos usando el índice o tasa en la fecha de comienzo del contrato;
- importes que el Grupo espera pagar como garantías de valor residual;
- el precio de ejercicio de una opción de compra si el Grupo está razonablemente seguro de ejercer esa opción; y
- pagos de penalizaciones por terminar el arrendamiento, si el período del arrendamiento refleja que el Grupo ejercerá una opción de terminarlo (es decir, porque existe una certeza razonable al respecto).

Posteriormente, el Grupo incrementa el pasivo por el arrendamiento para reflejar el interés devengado (y reconocido en el estado de resultados integrales), deduce las cuotas que se van pagando del pasivo y recalcula de nuevo el valor contable para reflejar cualquier revisión, modificación del arrendamiento o revisión de las denominadas cuotas "en sustancia" fijas, aplicando una tasa de descuento revisada en caso de corresponder.

El Grupo revisa el pasivo por arrendamiento en los siguientes casos:

- cuando se produzca un cambio en el importe esperado a pagar en virtud de una garantía de valor residual;
- 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);
- 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
- cuando se produzca un cambio en la evaluación de la opción de compra del activo subyacente.

Por los ejercicios 2018 y 2017, el Grupo aplicó los lineamientos de la NIC 17. Los arrendamientos del Grupo se clasificaban como arrendamientos operativos o financieros, teniendo en cuenta la sustancia económica de los contratos.

### - Arrendamientos operativos

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

Los costos vinculados a arrendamientos operativos eran 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 eran clasificados como financieros cuando el arrendador transfería al arrendatario sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del bien objeto del mismo.

El Grupo no poseía contratos significativos de arrendamientos financieros tal cual definía la NIC 17.

### El Grupo como arrendador

El Grupo no posee activos arrendados a terceros significativos.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 29.

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 30.

### 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 por arrendamientos.

### 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 34.j), la alícuota general del impuesto se redujo del 35% para el ejercicio 2017 al 30% para los ejercicios 2018 y 2019 y al 25% a partir del año 2020. Con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (ver Nota 34.j) que suspendió la reducción de la alícuota de impuesto a las ganancias del 30% al 25% hasta los ejercicios fiscales iniciados el 1° de enero de 2021 inclusive. En este sentido, si bien los cambios graduales de la alícuota del impuesto a las ganancias no eran aplicables para la medición del impuesto corriente, el principal impacto contable de esta normativa se produjo en la medición de activos y pasivos por impuesto diferido. Ver Nota 16.

Adicionalmente, en caso de determinarse ganancia impositiva, se determinaba el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre del ejercicio. Este impuesto era complementario del impuesto a las ganancias. La obligación fiscal en cada ejercicio coincidía con el monto mayor que surgía 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 excedía en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias a pagar, dicho exceso podía 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 fue 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 0,50% del valor de las acciones o ADSs emitidos por entidades de Argentina, al 31 de diciembre de 2019. 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.

### 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.

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 34.d.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 29. 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 2019, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 2.007.

#### Reserva para futuros dividendos

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

#### Reserva para inversiones y Reserva para compra de acciones propias

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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

### 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, pero deberá ser computado como parte de los resultados acumulados a los fines de efectuar las comparaciones para determinar la situación de la sociedad frente a los artículos 31, 32 y 206 de la LGS, u otras normas legales o reglamentarias complementarias en las que se haga referencia a límites o relaciones con el capital y las reservas, que no tengan un tratamiento particular expreso en Normas de la CNV. 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 2019, el Grupo realizó operaciones con contratos forward dólares – francos suizos y concertó operaciones de compra a término de dólares y no aplicó la contabilización de cobertura.
- Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, el Grupo concertó operaciones de compra a término de 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.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





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

### 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 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.

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. En la aplicación de la NIC 39 durante el ejercicio 2017, 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 ejercicio 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

### 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 2019, no existieron activos mantenidos para 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.

### 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 período 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 período en el que se incurren.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

### 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 16 – Arrendamientos**

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. La definición de arrendamiento de NIIF 16 no generó un cambio significativo en el alcance de los contratos del Grupo, ya considerados como arrendamiento bajo NIC 17 y CINIIF 4.

El Grupo reconoció activos por derecho de uso y pasivos por arrendamientos de 23.059 el 1° de enero de 2019 en el estado de situación financiera, medidos al valor presente de los pagos futuros. Por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, se estimaron pagos futuros por contratos de arrendamientos operativos por un total de 29.922. La diferencia corresponde principalmente al descuento financiero y a contratos de corto de plazo.

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

El Grupo aplicó la solución práctica de la norma por la cual aquellos arrendamientos cuyo plazo finalizara dentro de los doce meses desde la fecha de aplicación inicial, independientemente de la fecha original del plazo de arrendamiento, y cumpliendo las condiciones para ser clasificados como de corto plazo, siguieran reconociéndose como gasto del ejercicio, excepto aquellos que son capitalizados. El total de los cargos imputados al resultado integral del ejercicio y de las activaciones por estos arrendamientos, asciende a 2.533. A partir de las nuevas contrataciones, algunos de estos arrendamientos generaron activos por derecho de uso y pasivos por arrendamientos expuestos en el estado de situación financiera.

El Grupo aplicó como tasa de descuento a los pasivos por arrendamientos, reconocidos en el estado de situación financiera al 1° de enero de 2019, la tasa incremental por préstamos del arrendatario de dicha fecha de implementación.

No se realizaron ajustes de transición para los arrendamientos en los que el Grupo actuó como arrendador por no tener activos significativos arrendados a terceros.

Las políticas contables relacionadas con los arrendamientos del Grupo se describen detalladamente en la Nota 2.b.12.

- **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.

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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

### • 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.

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

### • 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.

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

### • 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.

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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

### • Mejoras anuales a las NIIF – Ciclo 2015-2017

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

A continuación, 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.

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

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

#### • 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 anticipa que esta norma no 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.

Con fecha 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

### • 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 no anticipa que la aplicación de estas modificaciones 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 información financiera por lo que no se anticipan efectos sobre los estados financieros del Grupo.

### • Modificaciones a las NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 – Reforma de la Tasa de Interés de Referencia

En septiembre de 2019, 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.

Tras la incertidumbre que genera la “Reforma de las tasas de interés de referencia”, por la cual se sugiere reemplazar las tasas de oferta interbancarias por tasas de referencias alternativas libre de riesgo, el IASB consideró las implicancias que puede tener sobre los requerimientos específicos de la contabilidad de coberturas de la NIIF 9 y de la NIC 39 que requieren del análisis proyectado a futuro.

De este modo, las enmiendas modifican estos requerimientos al aplicar contabilidad de coberturas, de modo que las entidades los apliquen suponiendo que el índice de referencia de tasa de interés no se altera como resultado de la reforma mencionada sobre las tasas de interés.

El Grupo anticipa que la aplicación de estas modificaciones no tendrá efectos sobre sus estados financieros, como consecuencia de no realizar este tipo de coberturas.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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. Asimismo, el Grupo evalúa si la autoridad fiscal aceptará un tratamiento impositivo incierto. 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 34.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 34.g). En particular en 2018 y 2019, se observó un exceso de oferta, a partir de la mayor producción en campos no convencionales, 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. Esta situación generó una reducción en el precio de venta del gas natural en el mercado doméstico.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





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

Por el ejercicio finalizado el 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.

Por el ejercicio finalizado el 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 34 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.

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo principalmente para la UGE Gas – Cuenca Neuquina de 40.561 (siendo 30.421 neto del impuesto a las ganancias) generado entre otros por la caída de los precios del gas (y líquidos) debido a la situación que atraviesa este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas, a nivel local. Lo mencionado precedentemente impacta en las inversiones y en la actividad, produciendo el deterioro en el valor de los activos por el cargo registrado.

La tasa de descuento después de impuestos utilizada al 31 de diciembre de 2019 ha sido del 12,14% para el año 2020 y 2021 y del 12,39% para el año 2022 en adelante, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Gas – Cuenca Neuquina 139.361.

### 2.d) Información comparativa

Los saldos al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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.11.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES

- **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  1.677/2018, 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.

Con fecha 11 de febrero de 2019, el Poder Ejecutivo de la Provincia de Rio Negro publicó el Decreto N  1.677/2018 que autorizó la venta del 100% de la concesión de explotación.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 una ganancia de 1.523 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

- **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.

Con fecha 24 de julio de 2019, mediante el Decreto N  1.346/2019, la Provincia del Neuquén aprobó la cesión de las áreas. Asimismo, con fecha 31 de julio de 2019 YPF y Oilstone Energía S.A. suscribieron los documentos necesarios para perfeccionar la cesión.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 una pérdida de 558 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

- **Cesión de las áreas Río Mayo y Sarmiento**

Con fecha 2 de agosto de 2019 YPF y Capetrol Argentina S.A. ("Capetrol") celebraron un acuerdo de cesión por el que YPF le cede a Capetrol del 100% de las concesiones de explotación sobre las áreas Río Mayo y Sarmiento, ubicadas en la Provincia de Chubut. El acuerdo contempla la cesión de la concesión por un monto de US\$ 1,1 millón.

Con fecha 25 de octubre de 2019, mediante el Decreto N  1.185/2019, la Provincia de Chubut aprobó la cesión. Asimismo, con fecha 28 de octubre de 2019 YPF y Capetrol suscribieron los documentos necesarios para perfeccionar la cesión.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 una pérdida de 187 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

- **Adquisición del  rea Aguada del Chañar**

Con fecha 25 de junio de 2019, YPF recibí una notificación de IEASA informando que resultó adjudicataria de la Licitación Pública Nacional e Internacional N  ADCH 01/2019, relativa a la cesión por parte de IEASA del 100% de la concesión de explotación convencional, no convencional y de transporte otorgadas sobre el  rea Aguada del Chañar ubicada en la provincia del Neuquén, junto con todos sus activos e instalaciones. YPF resultó adjudicataria de dicha licitación presentando una oferta de US\$ 96 millones.

Con fecha 28 de junio de 2019, se publicó en el BO de la Provincia de Neuquén el Decreto 1.096/2019 autorizando la cesión informada. En la misma fecha, IEASA e YPF suscribieron los acuerdos definitivos que instrumentaron la cesión.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 la propiedad minera exploratoria por 4.055 en el rubro "Activos intangibles".

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T  156 - F  159



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

- **Adquisición de la Central Térmica Ensenada de Barragán**

Con fecha 29 de mayo de 2019 la Sociedad recibió una notificación de IEASA informando que YPF y Pampa Cogeneración S.A., una sociedad controlada por Pampa Energía S.A. ("Pampa"), habiendo efectuado una oferta conjunta, resultaron adjudicatarias de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° CTEB 02/2019, la cual fue lanzada mediante la Resolución N° 160/2019 de la SGE (la "Licitación"), relativa a la venta y transferencia por parte de IEASA del fondo de comercio de la Central Térmica Ensenada de Barragán ("CTEB"). Las adjudicatarias decidieron adquirir la CTEB en forma conjunta, a través de una sociedad co-controlada por ambas, con una participación de 50% del capital social y votos cada una, llamada CT Barragán S.A.

La CTEB se encuentra ubicada en el polo petroquímico de la localidad de Ensenada, Provincia de Buenos Aires, y dispone a la fecha de una potencia instalada de 560 MW. Como parte de la transacción, los adquirentes deberán completar, en un plazo de 30 meses, las obras necesarias para que la CTEB opere a ciclo combinado, aumentando la potencia instalada a 840 MW.

Tanto el ciclo abierto como el ciclo cerrado cuentan con contratos de abastecimiento de energía con CAMMESA bajo la Resolución SE N°220/2007, el primero de fecha 26 de marzo de 2009 cuyo vencimiento opera el 27 de abril de 2022 y el segundo de fecha 26 de marzo de 2013 por un plazo de 10 años a partir de la operación comercial del ciclo combinado.

El precio conjunto relativo a la adquisición de la CTEB asciende a la suma de US\$ 282 millones, suma que incluye el monto final (en efectivo) ofertado en la licitación de la CTEB y el precio de compra de cierta cantidad de valores representativos de deuda ("VRDs") emitidos con motivo del "Contrato suplementario del programa global de fideicomisos financieros y de administración para la ejecución de obras de infraestructura energética -Serie 1- ENARSA (Barragán)" (el "Fideicomiso"). El precio se encuentra sujeto a ciertos ajustes previstos bajo el pliego de la Licitación.

La adquisición del fondo de comercio de la CTEB importa, asimismo, la cesión en favor de CT Barragán de la posición contractual del carácter de fiduciante del Fideicomiso, cuya deuda en VRDs (excluyendo la cantidad de VRDs a ser adquiridos conjuntamente por CT Barragán) asciende aproximadamente a US\$ 229 millones, cuyo repago se estima será abonado con el flujo de la CTEB.

Con fecha 26 de junio de 2019 se perfeccionó la venta y transferencia por parte de IEASA del fondo de comercio de la CTEB a favor de CT Barragán. Cada accionista realizó un aporte de capital de US\$ 100 millones a CT Barragán, la que además ha obtenido un préstamo por un monto de US\$ 170 millones de un sindicato de bancos y un nuevo cronograma de pagos y condiciones del fideicomiso existente de la CTEB. En ambos casos, sin recurso a sus accionistas salvo en el caso de incumplimiento de ciertas condiciones.

CT Barragán celebró con Pampa e YPF EE un acuerdo para la provisión de los servicios de administración y gerenciamiento de la CTEB, los cuales serán prestados de forma rotativa entre Pampa e YPF EE por períodos de 4 años. CT Barragán también suscribió con YPF EE un acuerdo para la prestación de servicios de supervisión de las obras correspondientes para la ejecución del cierre de ciclo de la CTEB.

La siguiente tabla detalla la contraprestación transferida y los valores razonables de los activos adquiridos y los pasivos asumidos por CT Barragán al 26 de junio de 2019, luego de considerar el ajuste de precio por US\$ 10 millones:

	<b>Valor razonable a la fecha de adquisición</b>
<b>Valor razonable de activos identificables y pasivos asumidos:</b>	
Activos financieros a valor razonable.....	682
Propiedades, planta y equipo.....	20.330
Inventarios.....	341
VRDs.....	(9.760)
<b>Total activos netos identificables / Contraprestación .....</b>	<b>11.593</b>

El valor razonable de las propiedades, planta y equipo e inventarios se calculó considerando principalmente el enfoque del costo de reposición depreciado correspondiente a los bienes adquiridos. A tal efecto, CT Barragán contó con la asistencia de un valuador externo. Adicionalmente, CT Barragán ha calculado el valor presente ponderado de los flujos de fondos futuros que espera obtener de los activos para corroborar que el valor razonable no sea superior a su valor recuperable.

Como resultado del proceso descrito, CT Barragán no ha identificado activos intangibles separados que deban ser reconocidos en relación con la adquisición del negocio.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

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

- **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:

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**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:

	<b>31 de diciembre de 2017</b>
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><u>8.823</u></u>

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

	<b>31 de diciembre de 2017</b>
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><u>4.193</u></u>

Por aplicación de la NIIF 10 y como consecuencia del proceso de capitalización de YPF EE descrito anteriormente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 una ganancia de 11.980 (11.879 a través de YPF y 101 a través de OPESSA) 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 OPESSA) 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 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. Los inmuebles que comprenden la Terminal Fluvial fueron inscriptos ante el Registro General de Rosario, dependiente del Ministerio de Justicia de la Provincia de Santa Fe.

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:

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

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

Luego del intercambio de participaciones mencionado en la Nota 33.b, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

- **Cesión de participación en el área Bajo del Toro**

Luego de cumplirse con las condiciones precedentes mencionadas en la Nota 33.b, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 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° 1.401/2018, 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° 2.314/2018, 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° 525/2018 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 en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 una ganancia de 284 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



#### 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.

- **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.

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 2019:

	<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 2019</u>
Efecto en el resultado antes de impuesto a las ganancias correspondiente a activos y pasivos financieros .....	+10%	2.855
	-10%	(2.855)

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (Cont.)**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 2019, según el tipo de tasa aplicable:

	<b>Activos financieros<sup>(1)</sup></b>	<b>Pasivos financieros<sup>(2)</sup></b>
Tasa de interés fija.....	59.912	435.882
Tasa de interés variable.....	7.668	90.878
Total <sup>(3)</sup> .....	<u>67.580</u>	<u>526.760</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 ni los pasivos por arrendamientos.

(3) Incluye capital e intereses.

Los préstamos financieros a tasa variable representan un 17% del total de préstamos al 31 de diciembre de 2019 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 30.896 devengan una tasa de interés variable BADLAR más un spread entre 0% y 10% y 55.596 una tasa de interés variable LIBOR más un spread entre 1,50% y 6,25%.

Aproximadamente un 92% (484.631) de la totalidad de los préstamos financieros del Grupo se encuentran nominados en dólares estadounidenses y el resto en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2019.

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:

	<b>Incremento (+) / disminución (-) en la tasa de interés (puntos básicos)</b>	<b>Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019</b>
Efecto en el resultado después de impuestos.....	+100	(534)
	-100	534

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

##### 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 2019, el valor total de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados del Grupo asciende a 15.408.

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 2019:

	Incremento (+) / disminución (-) en los precios de las inversiones en instrumentos financieros	Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019
Efecto en el resultado antes de impuestos .....	+10%	1.541
	-10%	(1.541)

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 mediante distintos acuerdos entre productores, refinadores y el MINEM. Luego de la finalización del último acuerdo pactado en 2017, según el MINEM el mercado de hidrocarburos en Argentina se había convertido en un mercado totalmente liberalizado y los precios del petróleo y el combustible debían establecerse en el libre mercado y fluctuar.

Considerando lo expresado en el párrafo anterior, la política de precios del Grupo con respecto a la venta de combustibles contempla varios factores como los precios internacionales del petróleo crudo, los diferenciales de refinación, el proceso y los costos de procesamiento y distribución, los precios de los biocombustibles, el tipo de cambio, la demanda y oferta local, la competencia, los inventarios, los derechos de exportaciones, los impuestos locales y márgenes domésticos para sus productos, entre otros.

En consecuencia, más allá de la expectativa del Grupo de mantener sustancialmente los precios internos con referencia a aquellos en los mercados internacionales, la exposición al riesgo de precios dependerá de otros factores (incluyendo, pero no limitado por, abruptas modificaciones en el tipo de cambio, o en los precios internacionales o potenciales limitaciones legales o regulatorias) que también se consideran en la política de precios del Grupo, y que por ende puede llevar al Grupo a no reflejar completamente en el corto plazo los precios de paridad internacional en los precios domésticos, situación que se evidenció durante el año 2018 y 2019, conforme lo establecido, por ejemplo, según el Decreto N° 566/2019. Adicionalmente, ver Nota 2.c y 34.e.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



#### 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 teniendo en cuenta la necesidad de financiar las erogaciones proyectadas para cada ejercicio. Al 31 de diciembre de 2019 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 66.100, considerando efectivo por 6.983 y otros activos financieros líquidos por 59.117. 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 y bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

En este sentido, el Grupo utilizó instrumentos financieros derivados (contratos forward dólares – francos suizos) como una herramienta para administrar la exposición al riesgo de liquidez, los cuales al 31 de diciembre de 2019 se encontraban íntegramente liquidados. Asimismo, el Grupo concertó operaciones de compra a término de dólares.

En los cuadros adjuntos se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2019:

	31 de diciembre de 2019						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	
<b>Pasivos financieros</b>							
Pasivos por arrendamientos .....	21.389	14.849	9.474	5.710	3.010	7.348	61.780
Préstamos .....	107.109	85.882	42.520	28.954	37.390	224.905	526.760
Otros pasivos .....	1.310	74	71	68	54	436	2.013
Cuentas por pagar <sup>(1)</sup> .....	147.480	1.256	-	-	-	1.144	149.880
	<u>277.288</u>	<u>102.061</u>	<u>52.065</u>	<u>34.732</u>	<u>40.454</u>	<u>233.833</u>	<u>740.433</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), dentro de los que se incluyen compromisos financieros asociados al ratio de apalancamiento y al ratio de deuda de cobertura de servicio de deuda, afectación negativa por fallos materiales adversos, entre otros. Adicionalmente, ver Notas 15, 31 y 32.

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, inversiones en activos financieros, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

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.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo al 31 de diciembre de 2019, 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 2019	
Efectivo y equivalentes de efectivo.....		66.100
Otros activos financieros.....		167.430

Considerando la exposición máxima al riesgo de los Otros activos financieros en función de la concentración de contrapartes, los créditos con el Estado Nacional, sus dependencias directas y sociedades con participación estatal representan aproximadamente un 29% (48.167), 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 2019:

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos corrientes
Vencidos con menos de tres meses.....	23.060	1.855
Vencidos entre 3 y 6 meses.....	5.948	616
Vencidos con más de 6 meses.....	4.774	1.192
	<u>33.782</u>	<u>3.663</u>

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 6.580 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 874. 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 42.026, 24.377 y 10.789 al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, el Grupo no ejecutó garantías. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 2.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 y GNL a terceros y al segmento de Downstream; (ii) la operación comercial y técnica de las terminales de regasificación de GNL en Bahía Blanca (finalizada 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 el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2018, 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 34.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, Aviación, 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (Cont.)

	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración central y otros	Ajustes de consolidación <sup>(1)</sup>	Total
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019</b>						
Ingresos por ventas.....	2.046	131.055	531.724	19.743	(5.973)	678.595
Ingresos intersegmentos.....	286.585	8.697	3.447	27.502	(326.231)	-
Ingresos.....	288.631	139.752	535.171	47.245	(332.204)	678.595
Resultado operativo.....	(49.194)	2.944	40.653	(15.866)	451	(21.012)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos.....	-	5.339	2.629	-	-	7.968
Depreciación de propiedades, planta y equipo.....	119.821	1.378	20.805	3.890	-	145.894
Deterioro de propiedades, planta y equipo <sup>(2)</sup> .....	40.561	868	-	-	-	41.429
Inversión en propiedades, planta y equipo.....	136.589	6.170	22.455	7.630	-	172.844
Activos.....	742.850	199.357	508.026	129.331	(6.275)	1.573.289
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018</b>						
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	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	928	12.285	2.304	-	87.569
Recupero de propiedades, planta y equipo <sup>(2)</sup> .....	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
<b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017</b>						
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	290	6.926	1.017	-	53.512
Recupero de propiedades, planta y equipo <sup>(2)</sup> .....	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

(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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 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 2019, 2018 y 2017, como así también las propiedades, planta y equipo por áreas geográficas al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Ingresos			Propiedades, planta y equipo		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Argentina .....	589.653	390.892	230.728	1.068.832	698.222	353.868
Países del Mercosur y asociados .....	36.154	20.056	8.694	179	865	575
Resto del mundo .....	35.836	15.711	8.785	-	-	-
Europa .....	16.952	9.161	4.606	-	-	-
	<u>678.595</u>	<u>435.820</u>	<u>252.813</u>	<u>1.069.011</u>	<u>699.087</u>	<u>354.443</u>

Los activos intangibles se encuentran localizados geográficamente en Argentina.

Al 31 de diciembre de 2019, 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 "Otros créditos" y "Cuentas por pagar" 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

	2019				
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos <sup>(1)</sup> .....	19.078	-	19.078	29.892	48.970
Créditos por ventas <sup>(2)</sup> .....	139.982	-	139.982	-	139.982
Inversiones en activos financieros .....	-	8.370	8.370	-	8.370
Efectivo y equivalentes de efectivo .....	59.062	7.038	66.100	-	66.100
	<u>218.122</u>	<u>15.408</u>	<u>233.530</u>	<u>29.892</u>	<u>263.422</u>

	2018				
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos <sup>(1)</sup> .....	14.860	-	14.860	17.250	32.110
Créditos por ventas <sup>(2)</sup> .....	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 <sup>(1)</sup> .....	6.793	-	6.793	7.541	14.334
Créditos por ventas <sup>(2)</sup> .....	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>

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)

## Pasivos financieros

2019					
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Pasivos por arrendamientos .....	61.780	-	61.780	-	61.780
Préstamos .....	526.760	-	526.760	-	526.760
Otros pasivos .....	2.013	-	2.013	-	2.013
Cuentas por pagar.....	149.880	-	149.880	1.180	151.060
	<u>740.433</u>	<u>-</u>	<u>740.433</u>	<u>1.180</u>	<u>741.613</u>

2018					
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Pasivos por arrendamientos .....	-	-	-	-	-
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
Pasivos por arrendamientos .....	-	-	-	-	-
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>

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

2019			
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados.....	7.665	-	7.665
Intereses perdidos.....	(48.136)	-	(48.136)
Actualizaciones financieras, netas.....	(5.592)	-	(5.592)
Diferencias de cambio, netas.....	47.935	-	47.935
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados.....	-	(1.449)	(1.449)
Resultados por instrumentos financieros derivados.....	-	(293)	(293)
Resultado por la posición monetaria neta .....	5.904	-	5.904
	<u>7.776</u>	<u>(1.742)</u>	<u>6.034</u>

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>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





## 6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (Cont.)

	2017		Total
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	
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
Resultados por instrumentos financieros derivados.....	-	-	-
Resultado por la posición monetaria neta.....	-	-	-
	<u>(11.006)</u>	<u>2.208</u>	<u>(8.798)</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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 7. ACTIVOS INTANGIBLES (Cont.)

La evolución de los activos intangibles del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 es la siguiente:

	Concesiones de servicios	Derechos de exploración	Otros intangibles	Total
Valor de origen .....	11.749	3.093	5.494	20.336
Amortización acumulada .....	7.235	149	4.838	12.222
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2016 .....</b>	<b>4.514</b>	<b>2.944</b>	<b>656</b>	<b>8.114</b>
<b>Costos</b>				
Aumentos.....	947	8	198	1.153
Efectos de conversión .....	2.141	513	953	3.607
Disminuciones y reclasificaciones.....	(13)	(149)	185	23
<b>Amortización acumulada</b>				
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
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2017 .....</b>	<b>5.644</b>	<b>3.465</b>	<b>867</b>	<b>9.976</b>
<b>Costos</b>				
Aumentos.....	1.303	276	765	2.344
Efectos de conversión .....	15.544	3.414	6.636	25.594
Ajuste por inflación <sup>(1)</sup> .....	-	-	591	591
Disminuciones y reclasificaciones.....	31	(248)	(100)	(317)
<b>Amortización acumulada</b>				
Aumentos.....	1.190	-	559	1.749
Efectos de conversión .....	9.740	-	6.243	15.983
Ajuste por inflación <sup>(1)</sup> .....	-	-	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
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2018 .....</b>	<b>11.592</b>	<b>6.907</b>	<b>1.903</b>	<b>20.402</b>
<b>Costos</b>				
Aumentos.....	1.271	4.171 <sup>(2)</sup>	705	6.147
Efectos de conversión .....	18.969	5.680	7.862	32.511
Ajuste por inflación <sup>(1)</sup> .....	-	-	833	833
Disminuciones y reclasificaciones.....	(6)	(103)	181	72
<b>Amortización acumulada</b>				
Aumentos.....	1.848	-	526	2.374
Efectos de conversión .....	12.332	-	7.475	19.807
Ajuste por inflación <sup>(1)</sup> .....	-	-	199	199
Disminuciones y reclasificaciones.....	-	-	(23)	(23)
Valor de origen .....	51.936	16.655	24.303	92.894
Amortización acumulada .....	34.290	-	20.996	55.286
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2019 .....</b>	<b>17.646</b>	<b>16.655</b>	<b>3.307</b>	<b>37.608</b>

(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.

(2) Ver Nota 3.

## 8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	2019	2018	2017
Valor residual de propiedades, planta y equipo .....	1.156.950	740.103	382.630
Provisión para materiales y equipos obsoletos.....	(6.610)	(3.955)	(1.652)
Provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo .....	(81.329)	(37.061)	(26.535)
	<b>1.069.011</b>	<b>699.087</b>	<b>354.443</b>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**
**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 2019, 2018 y 2017 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 .....	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
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2016..</b>	<b>10.932</b>	<b>193.626</b>	<b>57.825</b>	<b>2.266</b>	<b>14.239</b>	<b>52.673</b>	<b>1.978</b>	<b>1.688</b>	<b>5.227</b>	<b>1.890</b>	<b>368</b>	<b>2.967</b>	<b>345.679</b>
<b>Costos</b>													
Aumentos .....	49	(4.370) <sup>(4)</sup>	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) <sup>(5)</sup>	188	(13.624) <sup>(3)</sup>
<b>Depreciación acumulada</b>													
Aumentos .....	437	54.980 <sup>(4)</sup>	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) <sup>(5)</sup>	(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
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2017..</b>	<b>12.144</b>	<b>209.019</b> <sup>(1)</sup>	<b>65.515</b>	<b>3.102</b>	<b>15.993</b>	<b>59.529</b>	<b>2.871</b>	<b>1.768</b>	<b>7.132</b>	<b>2.025</b>	<b>-</b>	<b>3.532</b>	<b>382.630</b>
<b>Costos</b>													
Aumentos .....	425	(10.216) <sup>(4)</sup>	370	38	19.885	67.264	5.438	59	-	-	-	385	83.648 <sup>(6)(7)</sup>
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 <sup>(8)</sup> .....	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) <sup>(3)(9)</sup>
<b>Depreciación acumulada</b>													
Aumentos .....	758	82.939 <sup>(4)</sup>	9.517	960	-	-	-	1.561	1.680	677	-	777	98.869 <sup>(6)</sup>
Efectos de conversión .....	9.356	609.973	73.643	4.639	-	-	-	9.158	12.396	-	-	8.127	727.292
Ajuste por inflación <sup>(8)</sup> .....	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) <sup>(9)</sup>
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
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2018..</b>	<b>25.933</b>	<b>372.938</b> <sup>(1)</sup>	<b>128.156</b>	<b>5.583</b>	<b>34.990</b>	<b>124.381</b>	<b>7.972</b>	<b>4.010</b>	<b>15.301</b>	<b>11.660</b>	<b>-</b>	<b>9.179</b>	<b>740.103</b>

 Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

 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 5 - MARZO - 2020

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

 RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



**YPF SOCIEDAD ANONIMA**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**  
**POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

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

	Terrenos y edificios	Propiedad minera, pozos y explotaciones	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 .....	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
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2018..</b>	<b>25.933</b>	<b>372.938</b> <sup>(1)</sup>	<b>128.156</b>	<b>5.583</b>	<b>34.990</b>	<b>124.381</b>	<b>7.972</b>	<b>4.010</b>	<b>15.301</b>	<b>11.660</b>	<b>-</b>	<b>9.179</b>	<b>740.103</b>
<b>Costos</b>													
Aumentos .....	46	1.980 <sup>(4)</sup>	4.676	83	43.089	114.878	6.532	106	-	865	-	589	172.844 <sup>(10)</sup>
Efectos de conversión .....	24.838	967.212	171.788	8.723	21.044	70.818	5.014	14.289	25.116	-	-	13.581	1.322.423
Ajuste por inflación <sup>(6)</sup> .....	3.382	-	-	716	920	1.326	-	828	-	13.010	-	4.793	24.975
Disminuciones y reclasificaciones .....	880	114.493	15.715	1.358	(37.620)	(116.818)	(8.132)	1.077	4.021	6.600	-	(3.894)	(22.320) <sup>(3)</sup>
<b>Depreciación acumulada</b>													
Aumentos .....	1.260	137.017 <sup>(4)</sup>	16.092	1.345	-	-	-	2.536	2.765	989	-	1.325	163.329
Efectos de conversión .....	11.444	758.928	93.611	5.917	-	-	-	11.935	15.822	-	-	9.862	907.519
Ajuste por inflación <sup>(6)</sup> .....	1.726	-	-	486	-	-	-	773	-	6.733	-	3.270	12.988
Disminuciones y reclasificaciones .....	9	(2.287)	(33)	(376)	-	-	-	(834)	(13)	3.647	-	(2.874)	(2.761) <sup>(3)</sup>
Valor de origen .....	77.193	2.688.553	472.630	27.042	62.423	194.585	11.386	41.017	70.135	44.643	-	46.706	3.736.313
Depreciación acumulada .....	36.553	2.125.588	261.965	17.951	-	-	-	35.117	44.271	23.877	-	34.041	2.579.363
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2019..</b>	<b>40.640</b>	<b>562.965</b> <sup>(1)</sup>	<b>210.665</b>	<b>9.091</b>	<b>62.423</b>	<b>194.585</b>	<b>11.386</b> <sup>(2)</sup>	<b>5.900</b>	<b>25.864</b>	<b>20.766</b>	<b>-</b>	<b>12.665</b>	<b>1.156.950</b>

(1) Incluye 22.343, 16.154 y 10.003 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

(2) Existen 24 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2019. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha, se han iniciado 18 pozos, 29 pozos han sido cargados a gastos de exploración, 3 pozos han sido dados de baja por la cesión de ciertas áreas y 20 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta Propiedad minera, pozos y equipos de explotación.

(3) Incluye 48, 60 y 7 de valor residual imputado contra provisiones de propiedades, planta y equipo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

(4) Incluye 1.172, (11.710) y (4.913) de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos y 4.664, 5.521 y 2.258 de recuperado de depreciaciones, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

(5) 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.

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

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

(8) 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.

(9) Incluye 31.800 y 28.673 de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, correspondientes a la reclasificación de ciertas áreas como activos mantenidos para su disposición.

(10) Incluye 2.109 y 1.228 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo y al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, respectivamente. Adicionalmente, incluye 2.021 y 311 correspondientes a la capitalización de la depreciación de activos por derecho de uso (ver Nota 9) y a la capitalización de la actualización financiera del pasivo por arrendamiento (ver Nota 19), respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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° 30

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 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 2019, 2018 y 2017 la tasa de capitalización ha sido 10,33%, 10,50% y 11,63%, respectivamente, y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 949, 660 y 707, 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 2019, 2018 y 2017:

	2019	2018	2017
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b> .....	3.955	1.652	1.380
Aumento con cargo a resultado .....	410	629	11
Aplicaciones con cargo a resultado .....	(22)	-	(45)
Cancelaciones por utilización.....	(48)	(60)	(7)
Diferencia de conversión.....	2.315	1.666	248
Transferencias y otros movimientos .....	-	68	65
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b> .....	<u>6.610</u>	<u>3.955</u>	<u>1.652</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 2019, 2018 y 2017:

	2019	2018	2017
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b> .....	37.061	26.535	36.285
Aumento con cargo a resultado <sup>(1)</sup> .....	41.429	36.937	-
Disminución con cargo a resultado <sup>(1)</sup> .....	-	(39.837)	(5.032)
Depreciaciones <sup>(2)</sup> .....	(17.435)	(10.208)	(9.955)
Diferencia de conversión.....	20.274	23.634	5.237
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b> .....	<u>81.329</u>	<u>37.061</u>	<u>26.535</u>

(1) Ver Nota 2.c.

(2) Se incluyen en la línea "Depreciación de propiedades, planta y equipo" en la Nota 25.

A continuación, se expone la evolución que han tenido los costos de los pozos exploratorios que al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 se encuentran en estado de evaluación:

	2019	2018	2017
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b> .....	4.067	1.236	1.475
Incrementos pendientes de determinación de reservas .....	5.229	2.179	758
Disminuciones imputadas contra Gastos de exploración.....	(1.036)	(382)	(591)
Reclasificaciones hacia Propiedad minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas .....	(2.716)	(703)	(581)
Diferencia de conversión.....	2.912	1.737	175
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b> .....	<u>8.456</u>	<u>4.067</u>	<u>1.236</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 2019.

	Monto	Cantidad de proyectos	Cantidad de pozos
Entre 1 y 5 años .....	1.996	4	5

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 9. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

La evolución de los activos por derecho de uso del Grupo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

	Terrenos y edificios	Instalaciones y equipos de explotación	Maquinarias y equipos	Estaciones de servicio	Equipos de transporte	Total
<b>Saldo por aplicación inicial de NIIF 16.....</b>	<b>450</b>	<b>6.732</b>	<b>8.612</b>	<b>3.356</b>	<b>3.909</b>	<b>23.059</b>
<b>Costos</b>						
Aumentos.....	266	13.129	19.429	163	6.792	39.779
Efectos de conversión .....	310	4.587	6.189	1.687	2.545	15.318
Ajuste por inflación <sup>(2)</sup> .....	-	-	-	275	-	275
Disminuciones y reclasificaciones.....	-	(1.162)	(1.264)	(58)	(64)	(2.548)
<b>Amortización acumulada</b>						
Aumentos.....	208	6.051	3.174	667	2.430	12.530 <sup>(1)</sup>
Efectos de conversión .....	45	1.138	850	117	619	2.769
Disminuciones y reclasificaciones.....	-	(507)	(283)	(7)	(10)	(807)
Valor de origen .....	1.026	23.286	32.966	5.423	13.182	75.883
Amortización acumulada.....	253	6.682	3.741	777	3.039	14.492
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2019 .....</b>	<b>773</b>	<b>16.604</b>	<b>29.225</b>	<b>4.646</b>	<b>10.143</b>	<b>61.391</b>

(1) Incluye 10.509 que fueron imputados a la línea "Depreciación de activos por derecho de uso" en el estado de resultados integrales (ver Nota 25) y 2.021 que fueron activados en el rubro "Propiedades, planta y equipo" en el estado de situación financiera (Ver Nota 8).

(2) Incluye el ajuste por inflación del saldo por aplicación inicial de NIIF 16 de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales.

## 10. 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 2019, 2018 y 2017:

	2019	2018	2017
Valor de las inversiones en asociadas.....	6.419	2.374	911
Valor de las inversiones en negocios conjuntos.....	61.183	30.324	5.146
Provisión para desvalorización de participaciones en asociadas y negocios conjuntos .....	(12)	(12)	(12)
	<b>67.590</b>	<b>32.686</b>	<b>6.045</b>

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas, corresponden a:

	2019	2018	2017
<b>Saldo al inicio del ejercicio .....</b>	<b>32.686</b>	<b>6.045</b>	<b>5.488</b>
Adquisiciones y aportes .....	4.826	280	910
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos .....	7.968	4.839	1.428
Diferencias de conversión .....	20.673	3.180	662
Dividendos distribuidos .....	(811)	(583)	(328)
Participación retenida en YPF EE.....	-	17.285 <sup>(1)</sup>	-
Ajuste por inflación <sup>(2)</sup> .....	1.510	1.640	-
Reclasificación a activos mantenidos para su disposición .....	-	-	(2.117)
Capitalización en negocios conjuntos .....	738	-	-
Otros movimientos .....	-	-	2
<b>Saldo al cierre del ejercicio.....</b>	<b>67.590</b>	<b>32.686</b>	<b>6.045</b>

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

(2) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de las asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales, tal como se detalla en la Nota 2.b.1.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

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

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 2019, 2018 y 2017. 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		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Resultado neto .....	2.032	1.025	543	5.936	3.814	885
Otros resultados integrales .....	1.764	406	34	20.419	4.414	628
<b>Resultado integral del ejercicio .....</b>	<b>3.796</b>	<b>1.431</b>	<b>577</b>	<b>26.355</b>	<b>8.228</b>	<b>1.513</b>

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.

La información financiera correspondiente a los activos y pasivos de YPF EE al 31 de diciembre de 2019 y 2018, así como los resultados por los ejercicios finalizados en dichas fechas se detallan a continuación:

	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(1)</sup>
Activo no corriente.....	96.219	35.682
Activo corriente.....	26.622	12.596
Total del activo .....	122.841	48.278
Pasivo no corriente.....	57.799	13.348
Pasivo corriente.....	19.503	9.776
Total del pasivo .....	77.302	23.124
Total del patrimonio .....	45.539	25.154
	2019 <sup>(1)</sup>	2018 <sup>(1)</sup>
Ingresos.....	16.114	4.181
Costos .....	(7.706)	(1.655)
Resultado bruto .....	8.408	2.526
Resultado operativo .....	7.796	4.686
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos .....	778	673
Resultados financieros, netos .....	(1.989)	280
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias .....	6.585	5.639
Impuesto a las ganancias .....	(2.359)	(1.150)
Resultado neto .....	4.226	4.489

(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 financiera de YPF EE aquí revelada.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 10. 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	Últimos estados financieros disponibles			Participación sobre capital social		
	Clase	Valor nominal	Cantidad			Fecha	Capital social	Resultado		Patrimonio	
<b>Subsidiarias:<sup>(7)</sup></b>											
YPF Internacional S.A. <sup>(6)</sup>	Ordinarias	Bs.	100	66.897	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, República de Bolivia	31-12-19	15	5	78	100,00%
YPF Holdings Inc. <sup>(6)</sup>	Ordinarias	US\$	0,01	810.614	Inversión y financiera	10333 Richmond Avenue I, Suite 1050, TX, U.S.A.	31-12-19	48.461	(6)	(12.848)	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	31-12-19	164	1.193	4.307	99,99%
A-Evangelista S.A.	Ordinarias	\$	1	307.095.088	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-19	307	(3.446)	(698)	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.	31-12-19	569	110	19.500	70,00%
YPF Chile S.A. <sup>(6)</sup>	Ordinarias	-	-	50.968.649	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Villarica 322; Módulo B1, Qilicura, Santiago	31-12-19	2.730	(1.013)	2.196	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	31-12-19	459	436	2.729	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	31-12-19	236	(407)	76	100,00%

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (Cont.)

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

Denominación y Emisor	Clase	Características de los valores			Información sobre el ente emisor									31-12-2019	31-12-2018
		Valor nominal	Cantidad	Valor registrado <sup>(2)</sup>	Costo <sup>(1)</sup>	Actividad principal	Domicilio legal	Últimos estados financieros disponibles				Participación sobre capital social	Valor registrado <sup>(2)</sup>		
								Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio				
<b>Negocios conjuntos:</b> <sup>(5)</sup>															
YPF Energía Eléctrica S.A. <sup>(6)</sup>	Ordinarias	\$ 1	1.879.916.921	35.382	1.085	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-19	3.747	4.227	45.539	75,00%	19.320		
Compañía Mega S.A. <sup>(6)</sup>	Ordinarias	\$ 1	244.246.140	5.211	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas San Martín 344, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	30-09-19	643	220	12.612	38,00%	3.405			
Profertil S.A. <sup>(6)</sup>	Ordinarias	\$ 1	391.291.320	10.778	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, P. 3, Buenos Aires, Argentina	30-09-19	783	335	23.498	50,00%	6.133		
Refinería del Norte S.A.	Ordinarias	\$ 1	45.803.655	1.881	-	Refinación	Maipú 1, P. 2º, Buenos Aires, Argentina	30-09-19	92	(298)	3.296	50,00%	1.307		
Oleoducto Loma Campana-Lago Pellegrini S.A. <sup>(6)</sup>	Ordinarias	\$ 1	738.139.164	762	738	Construcción y explotación de un oleoducto, transporte y almacenaje de petróleo, importación, exportación, compra y venta de materias primas, equipos industriales y maquinaria	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31-12-19	868	(303)	909	85,00%	-		
CT Barragán S.A. <sup>(6)</sup>	Ordinarias	\$ 1	4.279.033.952	6.799	4.348	Producción y generación de energía eléctrica	Maipú 1, Buenos Aires, Argentina	31-12-19	8.558	2.370	13.619	50,00%	-		
				60.813	6.171									30.165	
<b>Asociadas:</b>															
Oleoductos del Valle S.A.	Ordinarias	\$ 10	4.072.749	1.778	-	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, P. 10º, Buenos Aires, Argentina	31-12-19	110	1.707	4.728	37,00%	710		
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Ordinarias	\$ 10	476.034	711	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, P. 11º, Buenos Aires, Argentina	30-09-19	14	713	2.111	33,15%	226		
Oiltanking Ebytem S.A. <sup>(6)</sup>	Ordinarias	\$ 10	351.167	871	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales – Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31-12-19	12	869	2.775	30,00%	424		
Central Dock Sud S.A. <sup>(6)</sup>	Ordinarias	\$ 0,01	11.869.095.145	1.542	-	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, P.16º, Buenos Aires, Argentina	31-12-19	1.231	3.447	15.284	10,25% <sup>(4)</sup>	625		
YPF Gas S.A.	Ordinarias	\$ 1	59.821.434	965	-	Fraccionamiento, envasado, distribución y transporte de gas para uso industrial y/o doméstico	Macacha Güemes 515, P.3º, Buenos Aires, Argentina	30-09-19	176	1.388	4.218	33,99%	258		
<b>Otras sociedades:</b>															
Diversas <sup>(3)</sup>	-	-	-	922	611	-	-	-	-	-	-	-	-	290	
				6.789	611									2.533	
				67.602	6.782									32.698	

(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., Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., A&amp;C Pipeline Holding Company, Oleoducto Transandino (Chile) S.A., Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A., Bizoy S.A., Civeny S.A., Bioceres S.A., Petrofaro S.A. y Sustentator 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 Europe B.V., 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. e YPF Ventures S.A.U.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 11. INVENTARIOS

	2019	2018	2017
Productos destilados.....	50.563	33.583	16.260
Petróleo crudo y gas natural .....	24.756	14.571	8.474
Productos en procesos.....	2.259	1.177	640
Materia prima, envases y otros .....	2.901	3.993	1.775
	<u>80.479</u> <sup>(1)</sup>	<u>53.324</u> <sup>(1)</sup>	<u>27.149</u> <sup>(1)</sup>

(1) Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 el costo de los inventarios no supera su valor neto de realización.

## 12. OTROS CRÉDITOS

	2019		2018		2017	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores por servicios .....	455	2.706	150	2.210	74	2.892
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones	6.896	6.076	3.534	3.315	360	3.131
Préstamos a terceros y saldos con sociedades relacionadas <sup>(1)</sup> .....	2.435	3.288	3.565	4.920	185	1.116
Depósitos en garantía .....	2	640	1	575	1	315
Gastos pagados por adelantado .....	603	2.370	240	2.207	180	934
Anticipo y préstamos a empleados .....	29	596	25	572	17	412
Anticipo a proveedores y despachantes de aduana <sup>(2)</sup> ....	-	10.896	1	4.212	2	1.700
Créditos con socios de UT y Consorcios .....	2.248	7.932	2.644	2.379	743	1.165
Seguros a cobrar .....	-	498	-	758	-	206
Diversos.....	45	1.255	32	770	31	870
	<u>12.713</u>	<u>36.257</u>	<u>10.192</u>	<u>21.918</u>	<u>1.593</u>	<u>12.741</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso .....	(924)	(65)	(575)	(51)	(258)	(57)
	<u>11.789</u>	<u>36.192</u>	<u>9.617</u>	<u>21.867</u>	<u>1.335</u>	<u>12.684</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 35.

(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.

## 13. CRÉDITOS POR VENTAS

	2019		2018		2017	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas <sup>(1)(2)</sup> .....	15.325	124.657	23.508	75.422	2.210	41.972
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso ...	-	(6.580)	-	(2.776)	-	(1.323)
	<u>15.325</u>	<u>118.077</u>	<u>23.508</u>	<u>72.646</u>	<u>2.210</u>	<u>40.649</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 35.

(2) Ver información sobre créditos por ventas por contratos con clientes en Nota 23.

A continuación se describe la evolución de la provisión para deudores por venta de cobro dudoso por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	2019	2018	2017
Saldo al inicio del ejercicio .....	2.776	1.323	1.084
Modificación de saldos al inicio del ejercicio <sup>(1)</sup> .....	-	425	-
Saldo al inicio del ejercicio modificado .....	2.776	1.748	1.084
Aumentos con cargo a resultados .....	3.891	444	222
Aplicaciones con cargo a resultados .....	(707)	(91)	(194)
Cancelación por utilización .....	(112)	-	-
Diferencia de conversión.....	847	607	92
Resultado por la posición monetaria neta <sup>(2)</sup> .....	(103)	92	-
Otros movimientos .....	(12)	(24)	119
Saldo al cierre del ejercicio .....	<u>6.580</u>	<u>2.776</u>	<u>1.323</u>

(1) Corresponde al cambio en la política contable detallado en la Nota 2.b.18.

(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.

## 14. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2019	2018	2017
Caja y bancos.....	6.983	6.678	9.672
Colocaciones transitorias a corto plazo.....	52.079 <sup>(1)</sup>	31.558 <sup>(1)</sup>	15
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados <sup>(2)</sup> .....	7.038	7.792	19.051
	<u>66.100</u>	<u>46.028</u>	<u>28.738</u>

(1) Incluye plazos fijos y otras inversiones con el BNA por 10.043 y 5.084 al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

(2) Ver Nota 6.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 15. PROVISIONES

La evolución de las provisiones del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 es la siguiente:

	Provisión para juicios y contingencias		Provisión para gastos de medio ambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos		Total	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
	<b>Saldos al 31 de diciembre de 2016</b> .....	9.205	569	530	868	37.623	557	47.358
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	558	(811)	811	(5.580)	571	(6.211)	1.940
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2017</b> .....	11.667	688	1.196	1.018	41.871	736	54.734	2.442
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 <sup>(3)</sup> .....	-	-	465	-	-	-	465	-
Resultado por la posición monetaria neta <sup>(4)</sup> .....	(204)	66	-	-	-	-	(204)	66
Reclasificaciones y otros movimientos .....	73	(64)	(1.457)	1.457	(16.647)	1.804	(18.031)	3.197
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2018</b> .....	21.235	1.123	3.720	1.622	58.433	1.784	83.388	4.529
Aumentos con cargos a resultados .....	18.460	9	1.695	-	7.409	-	27.564	9
Aplicaciones con cargos a resultados.....	(2.358)	(744)	(63)	-	(2.950)	-	(5.371)	(744)
Cancelaciones por pago/utilización .....	(73)	(194)	-	(1.821)	-	(2.774)	(73)	(4.789)
Diferencias de cambio y de conversión, netas .....	7.405	443	479	106	35.219	1.079	43.103	1.628
Resultado por la posición monetaria neta <sup>(4)</sup> .....	(92)	-	-	-	-	-	(92)	-
Reclasificaciones y otros movimientos .....	(744)	648	(2.003)	2.003	(1.004)	2.176	(3.751)	4.827
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2019</b> .....	43.833	1.285	3.828	1.910	97.107	2.265	144.768	5.460

(1) Incluye 1.172, (11.710) y (4.913) correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, 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 (2.098) correspondientes a resoluciones por reclamos contractuales que fueron reclasificados a Otros pasivos (ver Nota 15.a.2); y 2.932 de reclasificaciones de Otros pasivos (ver Nota 31).

(3) Ver Nota 3.

(4) 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.

(5) Incluye 10.572 correspondientes al reconocimiento del pasivo por la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos por los periodos 2011-2017 más el devengamiento de los intereses financieros desde el 31 de marzo de 2019, fecha en la cual la Sociedad tomó la decisión de adherirse al plan de facilidades de pago.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 15. 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 se han 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 provisorias, sean requeridos.

### 15.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.

#### 15.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.

#### 15.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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 15. 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 599/2007, 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 Resolución ENARGAS N° 1410/2010.

Los costos por penalidades contractuales derivadas de la falta de entrega de gas natural al 31 de diciembre de 2019 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 de 2007 hasta el 25 de junio de 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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 15. 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 cuotas por US\$ 1 millón y US\$ 1,86 millones con vencimiento el 1° de febrero de 2018, 1° de febrero de 2019 y el 3 de febrero de 2020, fueron efectivizados en las fechas estipuladas.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 15. PROVISIONES (Cont.)

- **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.

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 período 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 debían acompañar copia de sus respectivos ofrecimientos para la formación de los cuadernos. Luego de cerrado el período probatorio, con fecha 21 de junio de 2017 YPF presentó los alegatos.

Luego de producidos los alegatos, el Juzgado de Primera Instancia dictó en cada expediente una resolución por la que difiere el dictado de la sentencia hasta que se resuelva el beneficio de litigar sin gastos iniciado por TGN. Dichas resoluciones fueron recurridas por TGN mediante sendos recursos de queja, que fueron desestimados por la Cámara de Apelaciones en noviembre de 2017. 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. Sin perjuicio de ello, el expediente principal pasó a dictar sentencia.

Con fecha 5 de abril de 2019 la Sala II de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal revocó la resolución del juzgado de primera instancia y ordenó que las costas del proceso sean distribuidas por su orden, por considerar que YPF no sufre ningún daño, en tanto el otorgamiento del beneficio estaba limitado únicamente al pago de la tasa de justicia.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





## 15. PROVISIONES (Cont.)

- **Nación Fideicomisos S.A. (“NAFISA”)**

NAFISA había iniciado un proceso de mediación contra YPF reclamando el pago de los cargos correspondientes al Fideicomiso Gas I y Fideicomiso Gas II aplicables al transporte a Uruguaiana y que correspondían a las facturas por transporte reclamadas por TGN. La audiencia de mediación se cerró sin acuerdo, quedando concluida la etapa pre-judicial. En este orden, NAFISA procedió, con fecha 12 de enero de 2012, a iniciar un reclamo ante el ENARGAS en virtud del artículo 66 de la Ley N° 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.

### 15.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 el primer período reclamado 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. 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 GLP”, 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 del GLP”.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 15. PROVISIONES (Cont.)

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 N° 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. 470/2015) 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 interpuso recurso extraordinario contra la sentencia de Cámara, el cual fue concedido y se elevó el expediente a la CSJN.

### 15.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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 15. PROVISIONES (Cont.)

- **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.

### 15.a.5) 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 del devengado). Sin embargo, esta interpretación ha sido objetada por la AFIP que admitiría su deducción una vez que el gasto ha sido realizado.

Si bien ambos consideran que es un gasto deducible, la discrepancia entre YPF y el Fisco se origina en el discernimiento que uno y otro formula del hecho sustancial generador de la obligación de taponar que, a su vez, es el que determina el momento u oportunidad de la deducción en el impuesto a las ganancias.

La AFIP entiende que la deducción de los gastos de taponamiento por abandono de pozos se debe diferir hasta la oportunidad en que el contribuyente proceda al taponamiento, una vez que los pozos han agotado su sustancia, en tanto considera al abandono del pozo como el hecho generador del devengamiento del gasto de taponamiento.

Por su parte, la Sociedad como así también otras empresas de la industria petrolera, entienden que el hecho sustancial generador del gasto de taponamiento por abandono de pozos lo constituye la mera perforación, en tanto con la perforación se concreta el impacto ambiental y, en consecuencia, a partir de ese momento nace la obligación de reparar dicho impacto (taponamiento). Asimismo, dicha obligación no se encuentra sujeta a condición alguna ya que no existe ningún hecho futuro o incierto al que se haya sujetado la misma pues el agotamiento inevitablemente ocurrirá. La Sociedad ha tomado conocimiento que controversias similares han sido planteadas por la AFIP a otras compañías de la industria petrolera.

En este sentido, en el mes de junio de 2016, la SRH 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 concluyó 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 SRH 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 presentó con fecha 20 de febrero de 2017 el correspondiente recurso de apelación ante el TFN por dichas determinaciones de oficio recibidas.

El monto de la controversia de los años reclamados por la AFIP ascendió 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 TFN.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 15. PROVISIONES (Cont.)

Con fecha 1° de marzo de 2019 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 4434/2019 que establecía un régimen de facilidades de pago respecto de las deudas por obligaciones impositivas en discusión ante el TFN. Este plan de financiación, el cual podía presentarse hasta el día 30 de junio de 2019, contemplaba una tasa variable con plazos de pago de hasta 5 años. Era 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.

Adicionalmente, con fecha 6 de mayo de 2019 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 4477/2019 que establecía un nuevo régimen de facilidades de pago cuya adhesión expiró el 31 de agosto de 2019, con la opción de adherirse desde el 15 de mayo hasta el 25 de junio en condiciones más ventajosas.

La Gerencia de la Sociedad, teniendo en consideración la opinión de sus asesores externos, y sin perjuicio de los méritos técnicos para defender su posición, evaluó los Planes de Facilidades de Pago mencionados y finalmente con fecha 19 de junio de 2019 adhirió al Plan establecido por la Resolución General AFIP N° 4477/2019 por un importe de 5.734 terminando así con la controversia correspondiente a los períodos 2005 a 2010 que se encontraba en instancia del TFN. En cuanto a la controversia correspondiente a los períodos 2011 a 2017, el Grupo ha registrado una provisión de 10.572.

Por otra parte, con fecha 3 de febrero de 2020, la Sociedad fue notificada por la AFIP de la Vista por el período 2017.

Con respecto a los períodos posteriores al 2018 inclusive, la Reforma Tributaria promulgada en diciembre de 2017 (ver Nota 34.j) admite la deducción de los gastos de abandono de pozos al considerarlos como parte del costo de inversiones en pozos, con independencia del período en que se realice la efectiva erogación.

### 15.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.

### 15.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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017

## 16. 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 2019, 2018 y 2017 es el siguiente:

	2019	2018	2017
Impuesto a las ganancias corriente .....	(1.938)	(943)	(605)
Impuesto diferido .....	(3.588) <sup>(1)</sup>	(50.595)	4.574
Subtotal .....	(5.526)	(51.538)	3.969
Impuesto a las ganancias – Abandono de pozos .....	(16.239) <sup>(2)</sup>	-	-
Impuesto especial – Revaluó impositivo Ley N° 27.430 .....	(4.604) <sup>(3)</sup>	-	-
	<u>(26.369)</u>	<u>(51.538)</u>	<u>3.969</u>

(1) Incluye (5.175) correspondientes a la reversión de quebrantos relacionados con la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos.

(2) Incluye (10.610) correspondientes a intereses relacionados con la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos determinados a la fecha en la cual la Sociedad tomó la decisión de adherirse al plan de facilidades de pago. Ver Nota 15.

(3) Incluye (4.562) correspondientes a YPF (Ver Nota 34.j) y (42) correspondientes a YTEC.

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 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:

	2019	2018	2017
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias .....	(7.010)	90.144	8.703
Tasa impositiva vigente .....	30%	30%	35%
Tasa impositiva vigente aplicada al resultado neto antes de impuesto a las ganancias .....	2.103	(27.043)	(3.046)
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos .....	(20.189)	(100.760)	(18.185)
Efecto de las diferencias de cambio y otros resultados asociados a la valuación de la moneda, netos .....	22.553 <sup>(1)</sup>	67.767	12.318
Efecto de la valuación de inventarios .....	(11.553)	(8.666)	(1.558)
Resultado de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos .....	2.390	1.452	500
Efecto por cambio de tasa impositiva <sup>(2)</sup> .....	1.956	12.795	13.892
Controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos .....	(5.175)	-	-
Intereses relacionados con el plan de facilidades de pago por deducción del costo por abandono de pozos .....	1.333	-	-
Resultado por revaluación de sociedades .....	-	3.594	-
Diversos .....	1.056	(677)	48
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias .....	<u>(5.526)</u>	<u>(51.538)</u>	<u>3.969</u>

(1) Incluye el efecto del ajuste por inflación impositivo.

(2) Corresponde a la remediación de los saldos de impuesto diferido a la tasa vigente. Ver Notas 2.b.15 y 34.j.

El Grupo ha clasificado 1.964 como impuesto a las ganancias a pagar corrientes, los cuales incluyen principalmente 917 correspondientes a las 12 cuotas relacionadas con el plan de facilidades de pago (ver Nota 15). Asimismo, el Grupo ha clasificado 3.387 como impuesto a las ganancias a pagar no corrientes, los cuales incluyen principalmente 3.364 correspondientes a las 44 cuotas restantes del mencionado plan.

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 es la siguiente:

	2019	2018	2017
<b>Activos impositivos diferidos</b>			
Provisiones y otros pasivos no deducibles .....	5.344	2.920	1.861
Quebrantos .....	52.443	21.575	6.484
Diversos .....	937	270	99
Total activo impositivo diferido .....	<u>58.724</u>	<u>24.765</u>	<u>8.444</u>
<b>Pasivos impositivos diferidos</b>			
Propiedades, planta y equipo .....	(110.704)	(113.821)	(43.931)
Ajuste por inflación impositivo .....	(38.177)	-	-
Diversos .....	(5.491)	(1.768)	(1.570)
Total pasivo impositivo diferido .....	<u>(154.372)</u>	<u>(115.589)</u>	<u>(45.501)</u>
Total impuesto diferido, neto .....	<u>(95.648)</u> <sup>(2)</sup>	<u>(90.824)</u> <sup>(1)(2)</sup>	<u>(37.057)</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.18.

(2) Incluye (1.523) y (3.432) al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente, correspondientes al ajuste por inflación del pasivo diferido al inicio de las subsidiarias con moneda funcional peso con efecto en los otros resultados integrales.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**16. IMPUESTO A LAS GANANCIAS (Cont.)**

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, el Grupo estimó la existencia de un quebranto de 89.156. 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 2019 es probable que el Grupo realice todos los activos por impuesto diferido registrados.

Al 31 de diciembre de 2019, los quebrantos impositivos del Grupo a la tasa esperada de recupero son los siguientes:

<u>Fecha de generación</u>	<u>Fecha de vencimiento</u>	<u>Jurisdicción</u>	<u>Monto</u>
2016	2021	Argentina	573
2017	2022	Argentina	495
2018	2023	Argentina	24.825
2019	2024	Argentina	26.550
			<u>52.443</u>

Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 no existen activos por impuestos diferidos no registrados significativos.

Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 se han clasificado como activo por impuesto diferido 1.583, 301 y 588, respectivamente, y como pasivo por impuesto diferido 97.231, 91.125 y 37.645, 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 2019, 2018 y 2017 las causas que generaron imputaciones dentro de los "Otros resultados integrales" no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

La Ley N° 27.468 publicada en el BO el 4 de diciembre de 2018 dispuso que, a los fines de aplicar el procedimiento de ajuste por inflación impositivo, el mismo tendrá vigencia para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2018. Respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir de su vigencia, ese procedimiento será aplicable en caso de que la variación del IPC, calculada desde el inicio y hasta el cierre de cada uno de esos ejercicios supere un 55%, un 30% y en un 15%, para el primer, segundo y tercer año de aplicación, respectivamente. Considerando que el IPC alcanzó un 53,8% al 31 de diciembre de 2019, el Grupo ha aplicado el procedimiento de ajuste por inflación impositivo en su estimación del impuesto a las ganancias.

**17. CARGAS FISCALES**

	<u>2019</u>		<u>2018</u>		<u>2017</u>	
	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>	<u>No Corriente</u>	<u>Corriente</u>
IVA.....	-	3.532	-	2.274	-	1.304
Retenciones y percepciones.....	-	2.070	-	1.631	-	946
Regalías.....	-	1.268	-	1.464	-	1.269
Impuesto a los combustibles.....	-	635	-	1.290	-	452
IIBB.....	-	512	-	547	-	126
Diversos.....	1.428	3.420	2.175	2.821	220	2.782
	<u>1.428</u>	<u>11.437</u>	<u>2.175</u>	<u>10.027</u>	<u>220</u>	<u>6.879</u>

**18. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES**

	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Remuneraciones y cargas sociales.....	2.976	1.950	1.305
Provisión por bonificaciones e incentivos.....	3.468	1.921	1.409
Provisión por vacaciones.....	3.610	2.215	1.386
Diversos.....	150	68	32
	<u>10.204</u>	<u>6.154</u>	<u>4.132</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**19. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS**

Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo ha registrado pasivos por arrendamientos en el pasivo no corriente y corriente por 40.391 y 21.389, respectivamente. Dichos pasivos se encuentran descontados a las siguientes tasas:

<u>Plazo de arrendamiento</u>	<u>Saldo al 31 de diciembre de 2019</u>	<u>Tasa efectiva promedio mensual utilizada</u>
De 0 a 1 año .....	3.778	0,56%
De 1 a 2 años .....	7.634	0,73%
De 2 a 3 años .....	11.813	0,72%
De 3 a 4 años .....	5.404	0,70%
De 4 a 5 años .....	10.732	0,70%
De 5 a 9 años .....	2.498	0,78%
A más de 9 años .....	19.921	0,98%
	<u>61.780</u>	

La actualización financiera devengada en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, proveniente de los contratos por arrendamientos, asciende a 2.885, de los cuales 2.574 fueron expuestos en la línea "Actualizaciones financieras" en los egresos financieros del rubro "Resultados financieros, netos" del estado de resultados integrales y 311 fueron capitalizados en el rubro "Propiedades, planta y equipo".

Al 31 de diciembre de 2019, los vencimientos de los pasivos relacionados con los contratos por arrendamientos se encuentran expuestos en la Nota 4.

La evolución de los pasivos por arrendamientos del Grupo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 es la siguiente:

	<u>Pasivos por arrendamientos</u>
<b>Saldo por aplicación inicial de NIIF 16</b> .....	23.059
Altas de arrendamientos .....	39.779
Aumentos por actualización financiera .....	2.885
Bajas de arrendamientos .....	(1.741)
Pagos .....	(15.208)
Diferencias de cambio y conversión, netas .....	12.999
Resultado por la posición monetaria neta <sup>(1)</sup> .....	7
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b> .....	<u>61.780</u>

(1) Incluye el ajuste por inflación del saldo por aplicación inicial de NIIF 16 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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 20. PRÉSTAMOS

	Tasa de interés <sup>(1)</sup>	Vencimiento	2019		2018		2017	
			No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
<b>En pesos</b>								
Obligaciones negociables <sup>(6)</sup> .....	16,50% - 63,35%	2020-2024	8.619	27.481	26.118	6.999	29.640	5.753
Préstamos financieros.....	58,26% - 68,80%	2020	-	3.687	40	789 <sup>(3)</sup>	728	2.794 <sup>(3)</sup>
Adelantos en cuenta corriente.....	89,00% - 92,00%	2020	-	2.103	-	-	-	10
			<u>8.619</u>	<u>33.271</u>	<u>26.158</u>	<u>7.788</u>	<u>30.368</u>	<u>8.557</u>
<b>En monedas distintas del peso</b>								
Obligaciones negociables <sup>(2)(4)</sup> .....	3,50% - 10,00%	2020-2047	375.560	13.279	219.510	17.417	114.686	15.075 <sup>(5)</sup>
Prefinanciación de exportaciones <sup>(7)</sup> ..	4,05% - 9,75%	2020-2022	10.762	33.100	-	20.724	383	6.521
Financiación de importaciones.....	3,62% - 7,91%	2020	-	17.876	968	13.176	-	4.595
Préstamos financieros.....	3,42% - 7,50%	2020-2026	24.710	9.583	23.616	5.721	6.290	4.588 <sup>(5)</sup>
			<u>411.032</u>	<u>73.838</u>	<u>244.094</u>	<u>57.038</u>	<u>121.359</u>	<u>30.779</u>
			<u>419.651</u>	<u>107.109</u>	<u>270.252</u>	<u>64.826</u>	<u>151.727</u>	<u>39.336</u>

(1) Tasa de interés nominal anual vigente al 31 de diciembre de 2019.

(2) Se exponen netas de 326, 410 y 309 de ON propias en cartera recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, 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%. Ver Nota 35.

(4) Incluye 4.643, 2.634 y 1.528 al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, 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 492 correspondientes a préstamos financieros y ON garantizados con flujo de fondos futuros al 31 de diciembre de 2017.

(6) Incluye 15.850 al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 de valor nominal de ON que serán canceladas en dólares al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.

(7) Incluye prefinanciación de exportaciones otorgadas por el BNA. Al 31 de diciembre de 2019, incluye 4.933, que devengan a una tasa promedio ponderada de 6,89%. Al 31 de diciembre de 2018, incluye 5.264, que devengan a una tasa promedio ponderada de 3,93%. 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 2019, 2018 y 2017:

	2019	2018	2017
<b>Saldo al inicio del ejercicio</b> .....	335.078	191.063	154.345
Toma de préstamos.....	97.351	39.673	54.719
Pago de préstamos.....	(93.456)	(55.734)	(36.346)
Pago de intereses.....	(41.606)	(26.275)	(17.912)
Intereses devengados <sup>(1)</sup> .....	44.570	27.998	17.995
Diferencia de cambio y de conversión, neta.....	185.420	160.016	21.465
Resultado por la posición monetaria neta <sup>(2)</sup> .....	(597)	(1.663)	-
Reclasificaciones y otros movimientos.....	-	-	(3.203) <sup>(3)</sup>
<b>Saldo al cierre del ejercicio</b> .....	<u>526.760</u>	<u>335.078</u>	<u>191.063</u>

(1) Incluye costos financieros capitalizados.

(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.

Asimismo, YPF se encuentra registrada como Emisor Frecuente de la CNV bajo el N° 4 desde diciembre de 2018. Durante 2019, el Directorio de la Sociedad resolvió autorizar un monto de emisión de hasta US\$ 2.000 millones o su equivalente en pesos bajo el régimen de Emisor Frecuente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

## POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 20. PRÉSTAMOS (Cont.)

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

Mes	Año	Valor nominal	Ref.	Clase	Tasa de interés <sup>(9)</sup>	Vencimiento	2019		2018		2017			
							No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente		
YPF														
-	1998	US\$	15	(1) (6)	-	Fija	10,00%	2028	886	15	557	9	276	5
Diciembre y marzo.....	2012/3	\$	2.828	(2) (4) (6) (7)	-	Clase XIII	-	-	-	-	-	-	-	1.427
Abril.....	2013	\$	2.250	(2) (4) (6) (7)	-	Clase XVII	48,01%	2020	-	1.217	1.125	1.330	2.250	96
Junio.....	2013	\$	1.285	(2) (4) (6) (7)	-	Clase XX	43,66%	2020	-	643	633	657	1.285	12
Julio.....	2013	US\$	92	(2) (5) (6)	-	Clase XXII	3,50%	2020	-	729	456	461	451	230
Octubre.....	2013	US\$	150	(2) (6)	-	Clase XXIV	-	-	-	-	-	-	-	498
Diciembre, abril, febrero y diciembre .	2013/4/5	US\$	862	(2) (6)	-	Clase XXVI	-	-	-	-	-	-	-	8.422
Abril, febrero y octubre.....	2014/5/6	US\$	1.522	(2) (4) (6)	-	Clase XXVIII	8,75%	2024	91.010	1.925	57.233	1.210	28.311	599
Marzo.....	2014	\$	500	(2) (6) (7)	-	Clase XXIX	42,28%	2020	-	206	200	162	350	158
Septiembre.....	2014	\$	1.000	(2) (6) (7)	-	Clase XXXIV	50,25%	2024	667	279	833	299	1.000	54
Septiembre.....	2014	\$	750	(2) (4) (6)	-	Clase XXXV	-	-	-	-	-	571	500	298
Febrero.....	2015	\$	950	(2) (6) (7)	-	Clase XXXVI	56,74%	2020	-	1.161	950	187	950	92
Abril.....	2015	\$	935	(2) (4) (6)	-	Clase XXXVIII	53,17%	2020	-	349	312	390	626	362
Abril.....	2015	US\$	1.500	(2) (6)	-	Clase XXXIX	8,50%	2025	89.416	3.230	56.062	2.025	27.731	1.002
Septiembre.....	2015	\$	1.900	(2) (6) (7)	-	Clase XLI	50,15%	2020	-	719	633	801	1.267	736
Septiembre y diciembre.....	2015/9	\$	5.196	(2) (4) (6)	-	Clase XLII	54,15%	2020	-	5.952	1.697	243	1.697	110
Octubre.....	2015	\$	2.000	(2) (6) (7)	-	Clase XLIII	47,08%	2023	2.000	183	2.000	196	2.000	80
Diciembre.....	2015	\$	1.400	(2) (6)	-	Clase XLIV	-	-	-	-	-	-	-	1.422
Marzo.....	2016	\$	1.350	(2) (4) (6)	-	Clase XLVI	57,63%	2021	1.350	251	1.350	234	1.350	114
Marzo.....	2016	US\$	1.000	(2) (6)	-	Clase XLVII	8,50%	2021	59.790	1.383	37.600	870	18.599	430
Abril.....	2016	US\$	46	(2) (5) (6)	-	Clase XLVIII	8,25%	2020	-	2.785	1.723	29	852	14
Abril.....	2016	\$	535	(2) (6)	-	Clase XLIX	53,27%	2020	-	593	535	62	535	31
Julio.....	2016	\$	11.248	(2) (6) (8)	-	Clase L	63,35%	2020	-	12.902	11.248	1.238	11.248	651
Septiembre.....	2016	CHF	300	(2) (6)	-	Clase LI	-	-	-	-	11.563	5.731	54	
Mayo.....	2017	\$	4.602	(2) (6) (8)	-	Clase LII	16,50%	2022	4.602	108	4.602	110	4.602	110
Julio y diciembre.....	2017	US\$	1.000	(2) (6)	-	Clase LIII	6,95%	2027	60.399	1.890	38.024	1.180	18.889	445
Diciembre.....	2017	US\$	750	(2) (6)	-	Clase LIV	7,00%	2047	44.311	126	27.855	70	13.846	44
Junio.....	2019	US\$	500	(6) (9)	-	Clase I	8,50%	2029	29.748	17	-	-	-	-
Diciembre.....	2019	\$	1.683	(6) (9)	-	Clase II	46,17%	2020	-	1.729	-	-	-	-
Diciembre.....	2019	\$	1.157	(6) (9)	-	Clase III	48,42%	2020	-	1.189	-	-	-	-
Diciembre.....	2019	US\$	19	(6) (9)	-	Clase IV	7,00%	2020	-	1.179	-	-	-	-
Metrogas														
Enero.....	2013	US\$	177	-	-	Serie A-L	-	-	-	-	-	-	-	3.076
Enero.....	2013	US\$	18	-	-	Serie A-U	-	-	-	-	-	-	-	256
Diciembre.....	2018	\$	513	-	-	Clase II	-	-	-	-	519	-	-	-
									<b>384.179</b>	<b>40.760</b>	<b>245.628</b>	<b>24.416</b>	<b>144.326</b>	<b>20.828</b>

(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 nominal anual vigente al 31 de diciembre de 2019.

(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.

(9) Corresponde al programa de Emisor Frecuente.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 21. OTROS PASIVOS

	2019		2018		2017	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Extensión de concesiones.....	529	593	348	436	179	342
Pasivos por reclamos contractuales <sup>(1)</sup> .....	170	59	175	41	90	2.008
Diversos.....	4	658	26	245	8	33
	<u>703</u>	<u>1.310</u>	<u>549</u>	<u>722</u>	<u>277</u>	<u>2.383</u>

(1) Ver Nota 15.

## 22. CUENTAS POR PAGAR

	2019		2018		2017	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas <sup>(1)</sup> .....	1.869	145.942	2.227	81.450	168	44.520
Depósitos en garantía.....	21	704	19	492	17	441
Deudas con socios de UT y Consorcios.....	575	851	1.127	324	-	122
Diversos.....	-	1.098	-	1.959	-	828
	<u>2.465</u>	<u>148.595</u>	<u>3.373</u>	<u>84.225</u>	<u>185</u>	<u>45.911</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 35.

## 23. INGRESOS

	2019	2018	2017
Ventas de bienes y servicios.....	686.644	435.558	243.230
Incentivos otorgados por el estado <sup>(1)</sup> .....	13.266	14.469	18.552
Impuesto sobre los ingresos brutos.....	(21.315)	(14.207)	(8.969)
	<u>678.595</u>	<u>435.820</u>	<u>252.813</u>

(1) Ver Nota 35.

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.

- Desagregación de los ingresos

- Tipo de bien o servicio

	2019		Gas y Energía	Corporación y otros	Total
	Upstream	Downstream			
Gas oil.....	-	222.472	-	-	222.472
Naftas.....	-	141.511	-	-	141.511
Gas natural <sup>(1)</sup> .....	-	1.521	112.501	-	114.022
Crudo.....	-	14.703	-	-	14.703
Aerokerosene.....	-	44.075	-	-	44.075
Lubricantes y derivados.....	-	14.525	-	-	14.525
Gas licuado de petróleo.....	-	14.643	-	-	14.643
Fuel oil.....	-	7.040	-	-	7.040
Petroquímicos.....	-	21.742	-	-	21.742
Fertilizantes.....	-	7.877	-	-	7.877
Harinas, aceites y granos.....	-	19.612	-	-	19.612
Asfaltos.....	-	4.429	-	-	4.429
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio.....	-	4.819	-	-	4.819
Ingresos por servicios.....	-	-	-	3.555	3.555
Ingresos por contratos de construcción.....	-	-	-	13.695	13.695
Nafta virgen.....	-	5.625	-	-	5.625
Carbón residual.....	-	6.013	-	-	6.013
Regasificación de GNL.....	-	-	2.731	-	2.731
Otros bienes y servicios.....	2.087	7.184	10.621	3.663	23.555
	<u>2.087</u>	<u>537.791</u>	<u>125.853</u>	<u>20.913</u>	<u>686.644</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 23. INGRESOS (Cont.)

	2018				Total
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Corporación y otros	
Gas oil.....	-	132.073	-	-	132.073
Naftas .....	-	97.093	-	-	97.093
Gas natural <sup>(1)</sup> .....	-	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>

	2017				Total
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Corporación y otros	
Gas oil.....	-	76.082	-	-	76.082
Naftas .....	-	59.230	-	-	59.230
Gas natural <sup>(1)</sup> .....	-	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>

(1) Incluye 71.491, 55.882 y 28.341 correspondiente a ventas de gas natural de producción propia por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

o Canales de venta

	2019				Total
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Corporación y otros	
Estaciones de servicio.....	-	257.648	-	-	257.648
Usinas .....	-	709	15.705	-	16.414
Distribuidoras.....	-	-	19.506	-	19.506
Distribución minorista de gas natural .....	-	-	49.699	-	49.699
Industrias, transporte y aviación .....	-	116.742	27.591	-	144.333
Agro .....	-	64.344	-	-	64.344
Industria petroquímica .....	-	24.475	-	-	24.475
Trading.....	-	39.341	-	-	39.341
Compañías petroleras .....	-	20.066	-	-	20.066
Comercialización de GLP .....	-	6.087	-	-	6.087
Otros canales de venta .....	2.087	8.379	13.352	20.913	44.731
	<u>2.087</u>	<u>537.791</u>	<u>125.853</u>	<u>20.913</u>	<u>686.644</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 23. INGRESOS (Cont.)

	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>

	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>

○ Mercado de destino

Las ventas por contratos al mercado interno ascienden a 597.702, 390.630 y 221.145 al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

Las ventas por contratos al mercado externo ascienden a 88.942, 44.928 y 22.085 al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

● **Saldos de los contratos**

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

	2019		2018		2017	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Créditos por contratos incluidos en Créditos por ventas ...	6.785	100.706	7.804	59.419	2.210	27.363
Activos de contratos.....	-	203	-	420	-	142
Pasivos de contratos.....	294	7.404	1.828	4.996	1.470	1.460

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 los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, el Grupo ha reconocido 4.721 y 1.564, respectivamente, 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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 24. COSTOS

	2019	2018	2017
Inventarios al inicio del ejercicio.....	53.324	27.149	21.808 <sup>(2)</sup>
Compras .....	190.601	124.279	65.945
Costos de producción <sup>(1)</sup> .....	378.281	234.340	147.423
Diferencia de conversión.....	33.385	26.514	3.877
Inventarios incorporados por combinación de negocios <sup>(3)</sup> .....	-	445	-
Ajuste por inflación <sup>(4)</sup> .....	496	167	-
Reclasificaciones y otros movimientos .....	-	-	(92)
Inventarios al cierre del ejercicio .....	(80.479)	(53.324)	(27.149) <sup>(2)</sup>
	<u>575.608</u>	<u>359.570</u>	<u>211.812</u>

(1) Ver Nota 25.

(2) Se realizaron reclasificaciones por 12 en inventarios al inicio y por 142 en inventarios al cierre por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, correspondientes al cambio en la política contable detallado en la Nota 2.b.11.

(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.

## 25. 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 2019, 2018 y 2017:

	2019				Total
	Costos de producción <sup>(3)</sup>	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	
Sueldos y cargas sociales.....	33.991	8.075	4.226	666	46.958
Honorarios y retribuciones por servicios .....	2.491	6.389 <sup>(2)</sup>	1.265	172	10.317
Otros gastos de personal .....	8.941	962	513	66	10.482
Impuestos, tasas y contribuciones .....	7.370	312	10.627 <sup>(1)</sup>	48	18.357
Regalías, servidumbres y cánones.....	42.135	-	122	283	42.540
Seguros .....	2.692	181	118	-	2.991
Alquileres de inmuebles y equipos.....	11.079	38	861	-	11.978 <sup>(4)</sup>
Gastos de estudio .....	-	-	-	1.212	1.212
Depreciación de propiedades, planta y equipo .....	139.345	2.839	3.710	-	145.894
Amortización de activos intangibles .....	2.020	323	31	-	2.374
Depreciación activos por derecho de uso .....	9.835	-	674	-	10.509
Materiales y útiles de consumo .....	22.095	183	201	51	22.530
Contrataciones de obra y otros servicios .....	18.512	744	2.249	287	21.792 <sup>(4)</sup>
Conservación, reparación y mantenimiento.....	48.762	1.021	1.081	125	50.989 <sup>(4)</sup>
Perforaciones exploratorias improductivas .....	-	-	-	3.832	3.832
Transporte, productos y cargas.....	23.137	15	16.222	-	39.374 <sup>(4)</sup>
Deudores por ventas de cobro dudoso .....	-	-	3.184	-	3.184
Gastos de publicidad y propaganda .....	-	2.551	1.065	-	3.616
Combustibles, gas, energía y otros.....	5.876	1.068	3.749	99	10.792 <sup>(4)</sup>
	<u>378.281</u>	<u>24.701</u>	<u>49.898</u>	<u>6.841</u>	<u>459.721</u>

(1) Incluye 6.541 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 80 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 26 de abril de 2019 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2018 por 65 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2019 la suma de 87.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales consolidado correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 1.261.

(4) Incluyen 7.223 y 3.326 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo y al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

## NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 25. GASTOS POR NATURALEZA (Cont.)

	2018				
	Costos de producción <sup>(3)</sup>	Gastos de administración	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
Sueldos y cargas sociales.....	18.908	4.867	2.592	480	26.847
Honorarios y retribuciones por servicios .....	1.772	3.534 <sup>(2)</sup>	883	21	6.210
Otros gastos de personal .....	5.313	571	278	50	6.212
Impuestos, tasas y contribuciones .....	3.634	275	5.626 <sup>(1)</sup>	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.

	2017				
	Costos de producción <sup>(3)</sup>	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 <sup>(2)</sup>	544	18	3.839
Otros gastos de personal .....	3.493	374	194	49	4.110
Impuestos, tasas y contribuciones .....	2.215	255	4.172 <sup>(1)</sup>	-	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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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° 29RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 26. OTROS RESULTADOS OPERATIVOS, NETOS

	2019	2018	2017
Resultado por revaluación de sociedades <sup>(1)</sup> .....	-	11.980	-
Resultado por venta de participación en áreas <sup>(1)</sup> .....	778	2.322	-
Juicios.....	(2.732)	(2.365)	(1.240)
Seguros.....	498	417	206
Incentivo para la construcción <sup>(2)</sup> .....	688	-	188
Resolución MINEM N° 508/E-2017 No recuperable <sup>(3)</sup> .....	(622)	-	-
Diversos.....	260	(409)	32
	<u>(1.130)</u>	<u>11.945</u>	<u>(814)</u>

(1) Ver Nota 3.

(2) Ver Nota 35.

(3) Ver Nota 34.h.

## 27. RESULTADOS FINANCIEROS, NETOS

	2019	2018	2017
<b>Ingresos financieros</b>			
Intereses ganados.....	7.665	3.033	1.598
Diferencias de cambio.....	80.490	81.869	16.025
Actualizaciones financieras.....	5.250	15.181	-
<b>Total ingresos financieros</b> .....	<u>93.405</u>	<u>100.083</u>	<u>17.623</u>
<b>Costos financieros</b>			
Intereses perdidos.....	(48.136)	(28.717)	(18.385)
Diferencias de cambio.....	(32.555)	(27.410)	(7.075)
Actualizaciones financieras.....	(10.842)	(7.554)	(3.169)
<b>Total costos financieros</b> .....	<u>(91.533)</u>	<u>(63.681)</u>	<u>(28.629)</u>
<b>Otros resultados financieros</b>			
Resultados por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados ...	(1.449)	2.596	2.208
Resultados por instrumentos financieros derivados.....	(293)	933	-
Resultado por la posición monetaria neta.....	5.904	1.594	-
<b>Total otros resultados financieros</b> .....	<u>4.162</u>	<u>5.123</u>	<u>2.208</u>
<b>Total resultados financieros, netos</b> .....	<u>6.034</u>	<u>41.525</u>	<u>(8.798)</u>

## 28. 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 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**28. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS (Cont.)**

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 y las principales magnitudes de resultados por los ejercicios finalizados en dichas fechas de las UT y Consorcios en las que participa el Grupo se detallan a continuación:

	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Activo no corriente <sup>(1)</sup> .....	221.219	130.272	66.887
Activo corriente.....	8.723	4.024	2.417
Total del activo .....	<u>229.942</u>	<u>134.296</u>	<u>69.304</u>
Pasivo no corriente.....	17.754	11.484	5.876
Pasivo corriente.....	27.641	9.695	5.524
Total del pasivo .....	<u>45.395</u>	<u>21.179</u>	<u>11.400</u>
Costos de producción.....	70.552	39.713	24.471
Gastos de exploración.....	123	242	767

(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 2019, las principales UT y Consorcios de exploración y producción en los que el Grupo participa son las siguientes:

<u>Nombre</u>	<u>Ubicación</u>	<u>Participación</u>	<u>Operador</u>
Acambuco .....	Salta	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana - 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%	YPF
Bandurria Sur.....	Neuquén	51,00%	YPF
Aguada de Castro y Aguada Pichana Oeste.....	Neuquén	30,00%	Pan American Energy LLC

(1) Ver Nota 33.b.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**29. PATRIMONIO**

Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad posee un capital suscrito de 3.924 y acciones propias en cartera de 9, representados por 393.312.793 acciones ordinarias, escriturales, divididas en cuatro clases de acciones (A, B, C y D) de valor nominal \$ 10 con derecho a 1 voto por acción que se encuentra totalmente suscrito, integrado y autorizado a la oferta pública.

Al 31 de diciembre de 2019, 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 26 de abril de 2019, 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 2018 y, adicionalmente, aprobó lo siguiente en relación con el destino de las utilidades: a) destinar la suma de 280 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 33.235 a constituir una reserva para inversiones en los términos del artículo 70, párrafo tercero de la LGS; y c) destinar la suma de 4.800 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 2019, 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 27 de junio de 2019, el Directorio resolvió el pago de un dividendo en efectivo de \$ 5,8478 por acción, sin distinción de clases accionarias, poniendo dicho dividendo a disposición de todos los accionistas el 11 de julio de 2019.

**30. 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>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Resultado neto .....	(34,071)	38,613	12,340
Número medio de acciones ordinarias en circulación .....	392.314.842	392.302.437	392.625.259
Resultado neto básico y diluido por acción .....	(86,85)	98,43	31,43

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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 31. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS

#### 31.a) Aspectos legales

##### 31.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.

##### 31.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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 31. 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 31.a.5.i y 31.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 la Nota 31.a.3.

#### 31.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.

Con fecha 1° de abril de 2019 la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, contestaron la demanda iniciada por el Liquidating Trust, y con fecha 24 de abril de 2019 presentaron el escrito de "Initial Disclosures".

Con fecha 3 de mayo de 2019, el Liquidating Trust presentó un escrito solicitando que, en el marco del proceso de Discovery, las Entidades de YPF entreguen copia de ciertos documentos que se encontrarían en su poder. Ese mismo día, el Liquidating Trust presentó un escrito oponiéndose a la moción presentada por las Entidades de YPF con el fin de que se permita utilizar los testimonios producidos en el juicio de New Jersey.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

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

Con fecha 21 de mayo de 2019, la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, presentaron un escrito solicitando que, en el marco del proceso de Discovery, el Liquidating Trust entregue copia de ciertos documentos que se encontrarían en su poder.

Con fecha 3 de junio de 2019, la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, presentaron un escrito oponiéndose a la entrega de los documentos solicitados por el Liquidating Trust.

Con fecha 7 de junio de 2019, Repsol y sus compañías vinculadas presentaron el escrito "Motion to Withdraw the reference".

Con fecha 11 de junio de 2019, la Sociedad, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, presentaron el escrito "Motion to Withdraw the reference".

Con fecha 24 de junio de 2019, el Liquidating Trust envió, en el marco del proceso de Discovery, sus requerimientos a YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo y a Repsol.

Asimismo, con fecha 24 de junio de 2019, el Tribunal interviniente desestimó la posibilidad de utilizar los testimonios producidos en el juicio por el Río Passaic mencionado en la Nota 31.a.6.

Con fecha 22 de julio de 2019 el Liquidating Trust presentó un escrito oponiéndose al escrito "Motion to Withdraw the reference" presentado el 11 de junio de 2019 por YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo.

Asimismo, con fecha 22 de julio de 2019 el Tribunal interviniente emitió una orden pidiendo que el Liquidating Trust presente un reporte actualizado del estado del juicio, el cual fue presentado con fecha 29 de julio de 2019.

Con fecha 23 de julio de 2019, YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo presentaron una citación a Occidental Chemical Corporation y sus subsidiarias a fin de que entreguen cierta documentación que sería de interés para la resolución del caso.

Con fecha 5 de agosto de 2019, la Sociedad junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo presentaron un escrito en respuesta al escrito presentado el 22 de julio de 2019 por el Fideicomiso de Liquidación en el cual éste se oponía al escrito "Motion to Withdraw the reference".

Con fecha 13 de agosto de 2019, YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo presentaron un escrito solicitando que se puedan exponer oralmente los argumentos que sustentan la "Motion to Withdraw the reference".

Con fecha 23 de agosto de 2019, YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo presentaron sus respuestas a los interrogatorios propuestos por el Liquidating Trust.

Asimismo, con fecha 23 de agosto de 2019, Repsol y sus compañías vinculadas presentaron sus respuestas a los interrogatorios propuestos por el Liquidating Trust, como así también, el Liquidating Trust presentó sus respuestas a los interrogatorios propuestos por YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo y a los interrogatorios propuestos por Repsol y sus compañías vinculadas.

Con fecha 26 de agosto de 2019, Occidental Chemical Corporation y sus subsidiarias contestaron la citación presentada por YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo de fecha 23 de julio de 2019.

Con fecha 29 de agosto de 2019, las partes del proceso comenzaron a definir los términos de búsqueda y plazos en los que debería realizarse el proceso de Discovery, el cual se encuentra en curso.

Con fecha 12 de septiembre de 2019, el Tribunal de Distrito denegó la apelación al rechazo de la Motion to Dismiss presentada con fecha 19 de octubre de 2018 por YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, las partes del proceso se encuentran produciendo las pruebas que sustentan sus afirmaciones.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

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

Conforme al estado evolutivo 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.

**31.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 la Nota 31.a.6 determinaron que Maxus, TS y otras sociedades vinculadas con ellas presenten el proceso de reorganización bajo la Ley de Quiebras mencionado anteriormente.

**31.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. Dado que YPF Holdings ha dejado de tener el control de los Deudores, la Sociedad no se encuentra en conocimiento de la evolución de los reclamos descriptos ni de la existencia de reclamos adicionales a los detallados en la presente Nota.

**31.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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

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").

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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

El 31 de marzo de 2016, la EPA notificó a más de cien partes potencialmente responsables, incluida Occidental, de las responsabilidades vinculadas con la zona de las 8,3 millas del Río Passaic correspondientes al ROD. En la misma nota, la EPA indicó que esperaba que Occidental (con quien Maxus tiene un litigio por indemnidad) liderara el diseño del plan de remediación y que enviaría una segunda carta con una propuesta de orden administrativa a tal efecto, la cual fue recibida por los abogados de Occidental, Maxus y TS el 26 de abril de 2016.

A la fecha de Presentación de los Deudores en el proceso voluntario de reorganización/quiebra bajo el Capítulo 11, Occidental junto con Maxus y TS se encontraban en conversaciones con la EPA para definir su posible participación en una eventual negociación a fin de intervenir en el diseño del plan de remediación propuesto por la EPA teniendo en cuenta que el ROD ha identificado más de cien partes potencialmente responsables y ocho contaminantes objeto de preocupación, 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.

#### 31.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.

#### 31.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 denominado “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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

#### 31.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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





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

En febrero de 2012, los demandantes y Occidental presentaron una moción de juicio sumario parcial de responsabilidad contra Maxus, solicitando que la corte falle que Maxus es directamente responsable bajo la ley de descargas ("Spill Act") de Nueva Jersey. El juez falló en contra de Maxus y TS, considerando que son responsables por la contaminación del Río Passaic. Aun no se ha comprobado el volumen total, la toxicidad de la contaminación, ni el monto del daño causado.

El tribunal ordenó la vía procesal VIII, el 11 de septiembre de 2012. En virtud de la vía procesal VIII, el tribunal llevaría adelante el período de prueba y la etapa del juicio en la acción de daños y perjuicios del Estado de New Jersey (la "Administración") contra Occidental, Maxus y TS (causados por la planta Diamond Alkali Lister Avenue).

El 27 de septiembre de 2012, Occidental interpuso una 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

Asimismo, Repsol presentó una contra demanda contra Occidental alegando que el importe pagado por Repsol (US\$ 65 millones) en virtud del acuerdo arribado entre Repsol, YPF, YPF Holdings, Maxus y TS con el Estado de New Jersey (el "Acuerdo"), fueron pagados por daños causados por (a) Chemicals, por cuyos daños Occidental es responsable en virtud del acuerdo de compra/venta de acciones de 1986 (el "SPA") y/o (b) la conducta independiente de Occidental.

El 15 de abril de 2015, Occidental presentó a Maxus una carta demandando indemnidad en virtud del SPA respecto de la contra demanda interpuesta por Repsol contra Occidental. El 28 de abril de 2015 Maxus contestó a Occidental reservándose todos los argumentos y defensas en relación con las provisiones de indemnidad del SPA.

Asimismo, las fechas del cronograma fueron modificadas a través del "Case Management Order XXVI". Las declaraciones testimoniales de los testigos residentes dentro y fuera de los Estados Unidos comenzaron en diciembre de 2014. Cerca de cuarenta testigos declararon en el caso, incluyendo los representantes corporativos de todas las partes. Los temas explorados incluyen el Track IV (por el alter-ego y transferencias fraudulentas de activos) y el Track III (reclamos de indemnidad por parte de OCC a Maxus). Las declaraciones testimoniales de los testigos fueron completadas a mediados de octubre de 2015.

Sin perjuicio de la anterior, la Juez Especial autorizó a las partes presentar escritos, especificando cualquier cuestión respecto de la cual cada parte consideraba que el tribunal debería autorizar mociones para un juicio sumario temprano ("early summary judgement motions"). Las mociones que las partes presentaron y las opiniones no vinculantes de la Juez Especial de fecha 14 de enero de 2016, se resumen a continuación:

- (a) YPF presentó una moción contra Occidental respecto de cuatro temas: i) el rechazo de los reclamos de Occidental por alter-ego que se basaron en la modalidad de financiamiento de la adquisición de las acciones de Maxus por YPF en el año 1995; ii) el rechazo de la porción de los reclamos de Occidental por alter-ego basadas en la transferencias de activos ocurridas entre los años 1995 y 1999; iii) el rechazo de los reclamos de Occidental basados en el supuesto "control" de YPF sobre las decisiones del directorio de Maxus en el año 1996 para vender sus subsidiarias de Bolivia y Venezuela a YPF International; y iv) el rechazo de la porción de los reclamos de Occidental por alter ego basados en la transferencia de las responsabilidades ambientales de Maxus a Tierra en 1996.

La Juez Especial recomendó el rechazo de la moción de YPF sobre la base de los siguientes argumentos: i) la prescripción aplicable a las transferencias fraudulentas no aplica para el caso de alegaciones de alter-ego; ii) para determinar responsabilidad por alter ego, es necesaria una amplia producción de prueba por lo que no resulta apropiado desestimar parte de los reclamos en esta instancia.

- (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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

(c) Repsol presentó una moción contra Occidental para que se desestimen los reclamos cruzados de Occidental i) en la medida que los reclamos de Occidental están basados en reclamos de “transferencias fraudulentas” que se encuentran prescriptos; ii) Occidental no puede probar que haya sufrido daños por un incumplimiento de Repsol; iii) Occidental no puede probar que Repsol haya causado un daño incluso si se acreditara un incumplimiento de Repsol, en tanto Occidental alega que Maxus se tornó insolvente antes de que Repsol adquiriera YPF en el año 1999 y iv) sobre la base de que Occidental ha fallado en correr el velo societario entre YPF y Repsol.

La Juez Especial recomendó otorgar la moción a Repsol sosteniendo que Occidental no pudo acreditar el corrimiento del velo societario entre YPF y Repsol y porque Occidental no alegó que YPF fuera insolvente.

(d) Maxus presentó una moción contra Occidental para que se desestime el reclamo de daños presentado por Occidental con relación a los costos aún no incurridos por Occidental (costos de remediación futuros). YPF acompañó esta moción de Maxus.

La Juez Especial recomendó otorgar la moción sobre la base de que el pedido de Occidental para esta acción declarativa no tiene fundamentos por la incertidumbre sobre los costos futuros.

(e) Por último, con relación a la ampliación realizada por Occidental de su reclamo contra YPF y Repsol respecto de una supuesta interferencia de estas partes con los derechos contractuales de Occidental bajo la indemnidad del Stock Purchase Agreement del año 1986 (entre Maxus y Occidental), la Juez Especial recomendó rechazarla sobre la base de que Occidental se demoró en agregar este reclamo habiendo tenido oportunidades para hacerlo con anterioridad.

Las partes apelaron las recomendaciones respectivas de la Juez Especial el 16 de febrero de 2016. El 18 de febrero de 2016, las partes solicitaron permisos a la Juez Especial para presentar mociones adicionales de juicio sumario. El 7 de marzo de 2016 la Juez Especial denegó los pedidos de cada una de las partes a presentar mociones adicionales, indicando que las partes pueden presentar estos reclamos al momento del juicio propiamente dicho a través de las denominadas mociones “in limine”. El 5 de abril de 2016 el Juez denegó las mociones apelando las recomendaciones de la Juez Especial, y las adoptó en su totalidad.

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. Actualmente, se encuentran pendientes de resolución una serie de apelaciones interpuestas por Repsol y OCC.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



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

#### 31.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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES

### 32.a) Activos contingentes

El Grupo no posee activos contingentes significativos.

### 32.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:

#### 32.b.1) Reclamos ambientales

- **Asociación Superficialarios de la Patagonia (“ASSUPA”)**

En agosto de 2003, ASSUPA demandó a las 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 contestó 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 de emisión de los presentes estados financieros consolidados, 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 opusieron 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.

La CSJN tuvo por contestada la demanda presentada el 7 de marzo de 2007 y decidió correr traslado de las excepciones de falta de legitimación activa y prescripción opuestas por YPF y de la documentación agregada.

Respecto a la cuenca Neuquina, existe una acción preventiva de daños –iniciada por un particular– para evitar daños futuros y disminuir los supuestos daños, acción de reparación de daños y perjuicios, consistente en la reparación integral de los daños colectivos supuestamente causados por la actividad hidrocarburífera, en la provincia de Neuquén. En dicha acción YPF contestó demanda y requirió la citación del Estado Nacional, Estado Provincial y otras compañías petroleras de la zona.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

Adicionalmente cabe destacar que YPF ha tomado conocimiento, de otros tres reclamos judiciales iniciados por ASSUPA contra:

i. Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge

El día 28 de diciembre de 2016 YPF fue notificada de la resolución del juzgado. 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.

ii. 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.

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 13 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

- **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 de 2008 la CSJN:

- 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.
- 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 15.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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## 32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

### 32.b.2) Reclamos contenciosos

- **Empresas Petersen Energía Inversora, S.A.U. y Petersen Energía, S.A.U. (en conjunto, "Petersen")**

Con fecha 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.

Con fecha 17 de abril de 2019 la Corte de Apelaciones para el Segundo Circuito devolvió el expediente al Tribunal del Distrito.

Con fecha 18 de abril de 2019, la Sociedad y la República Argentina presentaron un recurso de reconsideración o clarificación ante la Corte de Apelaciones para el Segundo Circuito respecto a la devolución del expediente al Tribunal del Distrito. Ese mismo día, la Sociedad y la República pidieron al Tribunal del Distrito que el proceso se suspendiera mientras la Corte de Apelaciones resolviera el pedido de reconsideración o clarificación de la Sociedad y la República.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)**

Con fecha 22 de abril de 2019, el Tribunal del Distrito aceptó el pedido de la Sociedad y la República para que se suspendiera el proceso mientras la Corte de Apelaciones resolviera el recurso presentado por la República Argentina. También el 22 de abril, Petersen presentó una oposición al pedido de reconsideración o clarificación de la Sociedad y la República en la Corte de Apelaciones. Ese mismo día, la Sociedad y la República respondieron a la oposición de Petersen en la Corte de Apelaciones para el Segundo Circuito.

Con fecha 26 de abril de 2019, la Corte de Apelaciones resolvió rechazar el recurso presentado por la República Argentina.

Con fecha 27 de abril de 2019, Petersen presentó un escrito al Tribunal del Distrito solicitando una audiencia a fin de definir los próximos pasos del proceso.

Con fecha 28 de abril de 2019, la Sociedad y la República Argentina presentaron un escrito ante el tribunal del Distrito solicitando que los plazos se suspendan hasta tanto la Corte Suprema de Justicia de los Estados Unidos se expida en relación con el writ of certiorari.

Con fecha 29 de abril de 2019, la Sociedad y la República respondieron al pedido de Petersen para una audiencia con el Tribunal del Distrito. También ese día, Petersen respondió a los escritos de la Sociedad y la República presentados los días 28 y 29 de abril.

Con fecha 30 de abril de 2019, la Sociedad y la República respondieron al escrito de Petersen del 29 de abril.

Con fecha 1° de mayo de 2019, el Tribunal del Distrito resolvió (i) aceptar el pedido de suspensión de plazos solicitado por la Sociedad y por la República Argentina y (ii) rechazar el pedido de audiencia solicitado por Petersen.

Con fecha 21 de mayo de 2019, el Solicitor General expidió su dictamen no vinculante recomendando que el Juicio continúe tramitando en Estados Unidos.

Con fecha 3 de junio de 2019, la República Argentina presentó un escrito suplementario al Writ of Certiorari.

Con fecha 24 de junio de 2019, la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos rechazó el Writ of Certiorari interpuesto por la Sociedad y el interpuesto por la República Argentina. En la misma fecha, YPF remitió una carta al Tribunal de Distrito solicitando una audiencia previa a la presentación de una Motion for Judgment on the Pleadings (moción que busca una decisión del Tribunal fundada en las alegaciones de las partes). Asimismo, en la misma fecha, Petersen remitió una carta al Tribunal de Distrito solicitando el levantamiento de la suspensión de plazos y la fijación de una audiencia previa a la solicitud de que se admita la procedencia de un Summary Judgment (sentencia sumaria).

Con fecha 25 de junio de 2019, el Tribunal de Distrito interviniente otorgó plazo hasta el 3 de julio de 2019 para que las partes den respuesta a las peticiones efectuadas con fecha 24 de junio de 2019, como así también citó a las partes a una audiencia que se celebró el 11 de julio de 2019.

Con fecha 8 de julio de 2019, la República Argentina e YPF presentaron sendos escritos contestando y oponiendo defensas a la demanda de Petersen.

Con fecha 11 de julio de 2019 se celebró la audiencia convocada por la Jueza, en la cual las partes desarrollaron sus argumentos a fin de que se aprueben sus solicitudes presentadas con fecha 24 de junio de 2019.

Con fecha 23 de julio de 2019, Petersen, Eton Park, la República Argentina e YPF presentaron un escrito conjunto proponiendo un cronograma para que: (i) la República Argentina e YPF presenten sus mociones por desestimación por "forum non conveniens" antes del 30 de agosto de 2019, (ii) Tanto Petersen como Eton Park puedan presentar escritos oponiéndose a dichas mociones antes del 30 de octubre de 2019 y (iii) la República Argentina e YPF respondan a los escritos referidos en el punto (ii) antes del 29 de noviembre de 2019.

Con fecha 24 de julio de 2019, la Jueza interviniente aceptó el cronograma propuesto por las partes y resolvió que los plazos del juicio se encontrarán suspendidos hasta tanto se resuelvan las mociones por desestimación por "forum non conveniens".

Con fecha 30 de agosto de 2019, YPF y la República Argentina presentaron en forma conjunta sus fundamentos en sustento de la moción por desestimación por "forum non conveniens".

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

Con fecha 17 de septiembre de 2019 y con motivo de las elecciones en la República Argentina, la Jueza interviniente modificó el cronograma aprobado con fecha 23 de julio de 2019: (i) extendiendo hasta el 7 de diciembre de 2019 el plazo para que Eton Park y Petersen presenten el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens”, y (ii) extendiendo hasta el 7 de enero de 2020 el plazo para que YPF presente su respuesta a los escritos presentados por Eton Park y Petersen en el apartado (i) anterior.

Con fecha 27 de septiembre de 2019, YPF y la República Argentina presentaron un escrito al Tribunal de Distrito haciendo notar que los fundamentos de la decisión de fecha 17 de septiembre de 2019 podrían llevar a interpretaciones contrarias al derecho público y privado argentino, que prevé la continuidad institucional del Estado -cualquiera sea el gobierno- así como la de YPF, cualesquiera sean sus directores o sus accionistas, y reservando el derecho a pedir una ampliación de plazos a fin de mantener la igualdad de las partes en el proceso.

Con fecha 2 de octubre de 2019, el Tribunal de Distrito se expidió en el sentido de que las interpretaciones referidas en el escrito del 27 de septiembre de 2019 -que se dijeron contrarias al derecho público y privado argentino- no debían ser extraídas de la resolución del 17 de septiembre de 2019.

Con fecha 6 de diciembre de 2019, tanto Petersen como Eton Park presentaron el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens”.

Con fecha 16 de diciembre de 2019, la República Argentina solicitó al Tribunal de Distrito que se extienda hasta el 16 de marzo de 2020 el plazo para que los demandados contesten el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens” presentado tanto por Petersen como por Eton Park.

Con fecha 16 de diciembre de 2019, la Sociedad adhirió a lo manifestado por la República Argentina y solicitó que se extienda el plazo para contestar el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens” presentado tanto por Petersen como por Eton Park, hasta el 16 de marzo de 2020.

Con fecha 17 de diciembre de 2019, tanto Petersen como Eton Park se opusieron a la extensión del plazo referida en los dos párrafos precedentes.

Con fecha 18 de diciembre de 2019, la República Argentina contestó al escrito presentado tanto por Petersen como por Eton Park en el que se oponían a la extensión hasta el 16 de marzo de 2020 del plazo para que los demandados contesten el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens” presentado tanto por Petersen como por Eton Park.

Con fecha 18 de diciembre de 2019, la Sociedad, adhirió a lo manifestado por la República Argentina y contestó al escrito presentado tanto por Petersen como por Eton Park en el que se oponían a la extensión hasta el 16 de marzo de 2020 del plazo para que los demandados contesten el escrito presentado tanto por Petersen como por Eton Park en el que se oponían a la moción por desestimación por “forum non conveniens”.

Con fecha 20 de diciembre de 2019, el Tribunal de Distrito otorgó una extensión del plazo hasta el 7 de febrero de 2020 para que los demandados contesten el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens” presentado tanto por Petersen como por Eton Park.

Con fecha 21 de enero de 2020, la Sociedad junto con la República Argentina solicitaron al Tribunal de Distrito una orden que les otorgue la posibilidad de presentar, tanto en el caso Eton Park cuanto en Petersen, conjuntamente un único y consolidado sumario legal de réplica (“reply memorandum of law”) en apoyo a su moción por desestimación por “forum non conveniens”.

Con fecha 22 de enero de 2020, la Jueza interviniente se expidió a favor del pedido de los demandados y otorgó la orden mencionada en el párrafo precedente.

Con fecha 7 de febrero de 2020, la Sociedad junto con la República Argentina contestaron conjuntamente el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens” presentado tanto por Petersen como por Eton Park (“defendants’ reply memorandum of law in support of their motion to dismiss for forum non conveniens”).

Hasta tanto el Tribunal de Distrito dicte su pronunciamiento sobre la procedencia de la moción por desestimación por “forum non conveniens”, los plazos del juicio quedan suspendidos en todo lo demás.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

Por otra parte, con fecha 28 de febrero de 2019, la Sociedad inició una demanda en España contra Petersen y Prospect Investments LLC (en adelante, "Burford") con el objeto de que se defina la naturaleza jurídica del acuerdo que en su oportunidad suscribió Burford con el Síndico del concurso de Petersen. Dicha demanda fue notificada a Burford, quienes –previo a contestar la demanda– presentaron un escrito a los efectos de que la causa sea remitida al Juzgado en el que tramita la liquidación de Petersen. YPF contestó el pedido oponiéndose, por lo que la causa fue remitida al Fiscal para que emita un dictamen en forma previa a la decisión del tribunal. Con fecha 29 de julio de 2019, el Tribunal resolvió que la causa debe tramitarse por ante el Juzgado que intervino en la liquidación de Petersen. Dicha decisión fue apelada por la Sociedad, que fundó el recurso con fecha 26 de septiembre de 2019. Con fecha 30 de octubre de 2019, Prospect Investments LLC se opuso al recurso de apelación interpuesto por la Sociedad y con fecha 31 de octubre de 2019 lo hizo Petersen. Con fecha 12 de noviembre de 2019, la Sociedad se presentó ante la Audiencia Provincial de Madrid en el marco del referido recurso de apelación y con fecha 18 de noviembre de 2019 lo hizo Petersen.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no existen elementos en poder de YPF que permitan cuantificar el posible impacto que este reclamo podría tener sobre la Sociedad.

La Sociedad rechaza categóricamente los reclamos formulados en la demanda e interpondrá todos los recursos legales necesarios y ejercerá todas las medidas defensivas de acuerdo con el procedimiento legal aplicable a fin de defender sus derechos.

- **Empresas Eton Park Capital Management, L.P., Eton Park Master Fund, LTD. y Eton Park Fund, L.P. (en conjunto, "Eton Park")**

Con fecha 2 de junio de 2017, Eton Park, ex accionista de YPF, presentó una demanda contra la República Argentina e YPF en la Corte de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York, por supuestos daños que habría sufrido durante el proceso de expropiación de acciones que la República Argentina llevó adelante sobre la participación mayoritaria de Repsol en YPF en el año 2012. La demanda, que busca una compensación no especificada, alega que se violaron supuestas obligaciones asumidas en los estatutos y en la oferta pública inicial de acciones de YPF, que le imponían obligaciones relacionadas con la realización de una oferta pública de adquisición al resto de los accionistas.

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.

En atención a las presentaciones realizadas en abril de 2019 por la Sociedad y el Estado Nacional en el juicio de Petersen y a la suspensión de plazos ordenada por el Tribunal de Circuito en dicho juicio, los plazos procesales del juicio de Eton Park también se encontraban suspendidos hasta que la Corte Suprema de Justicia se expidiera en relación al writ of certiorari.

Con fecha 25 de junio de 2019, Eton Park remitió una carta al Tribunal de Distrito solicitando el levantamiento de la suspensión de plazos y la fijación de una audiencia previa a la solicitud de que se admita la procedencia de un Summary Judgment (sentencia sumaria).

Con fecha 26 de junio de 2019, el Tribunal interviniente convocó a Eton Park a la audiencia que se celebró el 11 de julio de 2019 en el juicio de Petersen.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

Con fecha 3 de julio de 2019, YPF presentó un escrito oponiéndose a la solicitud de Eton Park para que el juicio tramite como sumario y solicitando que los plazos procesales continúen suspendidos hasta que el Tribunal interviniente en Petersen resuelva las mociones presentadas por los demandados en dicho juicio.

Con fecha 11 de julio de 2019 se llevó a cabo la audiencia ordenada por la Jueza en el asunto Petersen, de la que también participó Eton Park. En la misma, se resolvió respecto al asunto Eton Park que el Tribunal próximamente emitirá una orden con el cronograma de dicho proceso judicial.

Con fecha 23 de julio de 2019, Petersen, Eton Park, la República Argentina e YPF presentaron un escrito conjunto proponiendo un cronograma para que la República Argentina e YPF presenten sus mociones por desestimación por “forum non conveniens”, y tanto Petersen como Eton Park puedan presentar escritos oponiéndose a las mismas.

Con fecha 24 de julio de 2019, la Jueza interviniente aceptó el cronograma propuesto por las partes y resolvió que los plazos del juicio se encontrarán suspendidos hasta tanto se resuelvan las mociones por desestimación por “forum non conveniens”.

Con fecha 30 de agosto de 2019, YPF y la República Argentina presentaron en forma conjunta sus fundamentos en sustento de la moción por desestimación por “forum non conveniens”.

Con fecha 17 de septiembre de 2019 y con motivo de las elecciones en la República Argentina, la Jueza interviniente modificó el cronograma aprobado con fecha 23 de julio de 2019: (i) extendiendo hasta el 7 de diciembre de 2019 el plazo para que Eton Park y Petersen presenten el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens”, y (ii) extendiendo hasta el 7 de enero de 2020 el plazo para que YPF presente su respuesta a los escritos presentados por Eton Park y Petersen en el apartado (i) anterior.

Con fecha 27 de septiembre de 2019, YPF y la República Argentina presentaron un escrito al Tribunal de Distrito haciendo notar que los fundamentos de la decisión de fecha 17 de septiembre de 2019 podrían llevar a interpretaciones contrarias al derecho público y privado argentino, que prevé la continuidad institucional del Estado -cualquiera sea el gobierno- así como la de YPF, cualesquiera sean sus directores o sus accionistas, y reservando el derecho a pedir una ampliación de plazos a fin de mantener la igualdad de las partes en el proceso.

Con fecha 2 de octubre de 2019, el Tribunal de Distrito se expidió en el sentido de que las interpretaciones referidas en el escrito del 27 de septiembre de 2019 -que se dijeron contrarias al derecho público y privado argentino- no debían ser extraídas de la resolución del 17 de septiembre de 2019.

Con fecha 6 de diciembre de 2019, tanto Petersen como Eton Park presentaron el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens”.

Con fecha 16 de diciembre de 2019, la República Argentina solicitó al Tribunal de Distrito que se extienda hasta el 16 de marzo de 2020 el plazo para que los demandados contesten el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens” presentado tanto por Petersen como por Eton Park.

Con fecha 16 de diciembre de 2019, la Sociedad adhirió a lo manifestado por la República Argentina y solicitó que se extienda el plazo para contestar el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens” presentado tanto por Petersen como por Eton Park, hasta el 16 de marzo de 2020.

Con fecha 17 de diciembre de 2019, tanto Petersen como Eton Park se opusieron a la extensión del plazo referida en los dos párrafos precedentes.

Con fecha 18 de diciembre de 2019, la República Argentina contestó al escrito presentado tanto por Petersen como por Eton Park en el que se oponían a la extensión hasta el 16 de marzo de 2020 del plazo para que los demandados contesten el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens” presentado tanto por Petersen como por Eton Park.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

Con fecha 18 de diciembre de 2019, la Sociedad, adhirió a lo manifestado por la República Argentina y contestó al escrito presentado tanto por Petersen como por Eton Park en el que se oponían a la extensión hasta el 16 de marzo de 2020 del plazo para que los demandados contesten el escrito presentado tanto por Petersen como por Eton Park en el que se oponían a la moción por desestimación por “forum non conveniens”.

Con fecha 20 de diciembre de 2019, el Tribunal de Distrito otorgó una extensión del plazo hasta el 7 de febrero de 2020 para que los demandados contesten el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens” presentado tanto por Petersen como por Eton Park.

Con fecha 21 de enero de 2020, la Sociedad junto con la República Argentina solicitaron al Tribunal de Distrito una orden que les otorgue la posibilidad de presentar, tanto en el caso Eton Park cuanto en Petersen, conjuntamente un único y consolidado sumario legal de réplica (“reply memorandum of law”) en apoyo a su moción por desestimación por “forum non conveniens”.

Con fecha 22 de enero de 2020, la Jueza interviniente se expidió a favor del pedido de los demandados y otorgó la orden mencionada en el párrafo precedente.

Con fecha 7 de febrero de 2020, la Sociedad junto con la República Argentina contestaron conjuntamente el escrito de oposición a la moción por desestimación por “forum non conveniens” presentado tanto por Petersen como por Eton Park (“defendants’ reply memorandum of law in support of their motion to dismiss for forum non conveniens”).

Hasta tanto el Tribunal de Distrito dicte su pronunciamiento sobre la procedencia de la moción por desestimación por “forum non conveniens”, los plazos del juicio quedan suspendidos en todo lo demás.

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 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.

#### 32.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.

#### 32.b.4) Reclamos fiscales

- **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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 32. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (Cont.)

Los sumarios agotaron la instancia administrativa ante la Aduana y se encuentran en su totalidad recurridos ante el TFN. Con fecha 3 de marzo de 2017, la Sociedad ha sido notificada de una sentencia adversa del TFN 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.

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 idéntica Sala y en otras causas que tramitaron ante las Salas II, III y V, donde se discute la misma multa, han fallado a favor de la condonación, también recurridas ante la CSJN. La Procuradora de la CSJN ha emitido dictamen manifestando que las multas aplicadas estarían condonadas.

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.

#### 32.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.

### 33. COMPROMISOS CONTRACTUALES

#### 33.a) Acuerdos de extensión de concesiones

El Grupo ha realizado acuerdos con las provincias para la extensión de concesiones. Dichos acuerdos incluyen compromisos de pago de regalías sobre la producción y cánones, de realización de ciertas de inversiones y gastos y de mantenimiento de niveles de actividad, entre otros. A continuación, se detallan los acuerdos más relevantes y sus principales características.

- **Neuquén**

##### Áreas Loma La Lata - Sierra Barrosa

Con fecha 28 de diciembre de 2000, el PEN, 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. Asimismo, con fecha 24 de julio de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Neuquén un Acta Acuerdo mediante el cual se acordó escindir una superficie de la concesión Loma La Lata – Sierra Barrosa e incorporarla a la superficie de la concesión Loma Campana, y 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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)**Bloque Rincón del Mangrullo

Con fecha 1° de agosto de 2017 se celebró un Acuerdo entre YPF y la Provincia del Neuquén en virtud del cual se acordaron los términos para la obtención de una Concesión de Explotación No Convencional en el bloque Rincón del Mangrullo (el "Bloque"). A partir del otorgamiento de la concesión, que tuvo lugar con fecha 11 de agosto de 2017 mediante Decreto Provincial N° 1.316/2017, YPF podrá explotar el Bloque hasta el año 2052, con posibilidad de volver a extender este plazo.

Loma Amarilla Sur

Con fecha 14 de noviembre de 2019 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 sobre el área Loma Amarilla Sur. Mediante este acuerdo, YPF se compromete a realizar una inversión de US\$ 60 millones para llevar adelante un programa piloto en un plazo de dos años a ser contados desde el otorgamiento de la Concesión. Con fecha 29 de noviembre de 2019 mediante Decreto Provincial N° 2.599/2019 se otorgó la concesión de explotación no convencional sobre esta área.

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.

- **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.

- **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.

Adicionalmente, con fecha 1° de septiembre de 2017, mediante Decreto N° 773/2017 emitido por la Provincia de Santa Cruz, YPF recibió la adjudicación del área El Turbio. Con fecha 25 de septiembre de 2017 YPF firmó el contrato para la exploración y eventual explotación del área.

- **Salta**

Con fecha 23 de octubre de 2012, YPF suscribió con la Provincia de Salta un acta acuerdo (posteriormente modificado con fecha 3 de abril de 2017) 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 (entre las que se encuentra YPF) reconocerán a favor de la provincia un pago adicional al aporte especial extraordinario, exclusivamente cuando se verifiquen ciertas condiciones y se comprometen a que se efectúen inversiones.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

- **Chubut**

El 2 de octubre de 2013 se publicó la ley de la Provincia de Chubut que aprueba el Acuerdo de Extensión de las Concesiones de Explotación El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga. Las Concesiones fueron extendidas por el plazo de 30 años contados a partir del año 2017.

Asimismo, el 26 de diciembre de 2013, YPF suscribió con la Provincia de Chubut un Acuerdo para la extensión del plazo de duración original de las Concesiones de Explotación Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central – Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol. El Acuerdo de Extensión 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.

- **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 ciertas concesiones de explotación a partir del vencimiento de sus plazos originales de otorgamiento hasta 2025, 2026, 2027 y 2036.

El Acuerdo de Renegociación fue ratificado por la Legislatura de la Provincia de Rio Negro mediante Ley Provincial N° 5.027 de fecha 30 de diciembre de 2014.

- **Tierra del Fuego**

La Sociedad ha negociado con el Poder Ejecutivo de la Provincia de Tierra del Fuego los términos para extender sus concesiones en dicha provincia hasta 2026 y 2027, habiendo suscripto con fecha 18 de diciembre de 2013 los Acuerdos de Extensión. Con fecha 10 de octubre de 2014, se promulgaron las leyes que aprobaron los acuerdos de prórroga.

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 en la fracción correspondiente a la jurisdicción concedente de la Provincia de Tierra del Fuego, por el plazo de diez años, hasta 2027. El Acta Acuerdo fue ratificada mediante Decreto Provincial N° 2.406/2017 de fecha 5 de septiembre de 2017 y mediante ley provincial N° 1.178 promulgada el 19 de septiembre de 2017.

- **Estado Nacional**

El PEN mediante Decisión Administrativa N° 1/2016 publicada 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 de 2017, por un período de 10 años.

#### 33.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 en el área afectada al proyecto, ubicada en la mencionada provincia y que incluye las áreas Loma La Lata Norte y Loma Campana

Durante el mes de septiembre de 2013 y luego de cumplirse con las condiciones precedentes (entre las que se encontraba el otorgamiento de una extensión del plazo de la concesión Loma Campana hasta el año 2048 y la unitización de dicha concesión con el sub-área Loma La Lata Norte), Chevron realizó el desembolso inicial de US\$ 300 millones.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





### 33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

Con fecha 10 de diciembre de 2013, la Sociedad y algunas de sus subsidiarias y subsidiarias de Chevron completaron exitosamente la instrumentación de la documentación pendiente para el cierre del Acuerdo LC, que permite el desembolso por parte de Chevron de la suma restante de US\$ 940 millones. 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.

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 2019, 2018 y 2017 YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de gas y crudo por parte de YPF por 21.595, 14.295 y 5.672, 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 2019, 2018 y 2017 asciende a 2.066, 2.064 y 654, respectivamente.

- **Acuerdos para el desarrollo del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena**

Durante abril de 2014, YPF y Chevron han firmado un nuevo acuerdo de proyecto de Inversión con el objetivo de la exploración conjunta de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén, dentro del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste – Narambuena, a ser solventado exclusivamente y a solo riesgo por Chevron. La inversión se desembolsará en dos etapas y la posibilidad de una tercera fase, a ser consensuada en el futuro en base a los resultados obtenidos de la exploración del área.

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 Narambuena; 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 Narambuena, 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. La concesión del área fue prorrogada en el año 2008 hasta el 14 de noviembre del 2027.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

Durante la Fase I y Fase II, CDNC se comprometió a invertir US\$ 62,7 millones y US\$ 57,7 millones, respectivamente. Durante el año 2018, se completó la actividad que se había previsto para la Fase I y se dio por terminada la misma, con un total de aportes por parte de CDNC de US\$ 55,3 millones sobre los US\$ 62,7 millones comprometidos. En abril de 2018, se dio comienzo a la Fase II, con un total de aportes por parte de CDNC acumulado al 31 de diciembre de 2019 de US\$ 10,57 millones. Asimismo, se estableció al 31 de diciembre de 2020 como fecha límite de aceptación de la Fase III.

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.

- **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 Polisor 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.

Con fecha 22 de octubre de 2015, ambas partes acordaron una adenda al Acuerdo Dow que contempla, entre otras cuestiones, 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.

Con fecha 30 de octubre de 2015, la Sociedad recibió los montos adicionales comprometidos. Asimismo, con fecha 15 de diciembre de 2015, Dow ejerció la opción de conversión prevista en el Acuerdo Dow, por lo que YPF cedió el 50% de su participación en la concesión de explotación del área "El Orejano".

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 comprometió a invertir US\$ 151,5 millones (US\$ 81,5 millones en una primera fase y US\$ 70 en una segunda fase) 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. 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, que establece una participación del 50% de cada una de las partes en la totalidad de la producción, costos e inversiones para el desarrollo del Área con efecto retroactivo al 1° de enero de 2015, quedando excluidas del acuerdo únicamente las formaciones Vaca Muerta y Quintuco. Cabe aclarar que con fecha 14 de julio de 2015, se dio cumplimiento a las condiciones necesarias para la entrada en vigencia de la mencionada Enmienda.

Dichas inversiones incluyen instalaciones de superficie en el Área por US\$ 150 millones, entre las que se encuentra la primera etapa de ampliación de las instalaciones de tratamiento. 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, monto que fue desembolsado durante 2016 y 2017.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

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 que comenzó a perforarse en diciembre de 2018 y cuya finalización se estima para el año 2020. 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.

En diciembre de 2018 y luego de finalizadas las fases del Piloto, las Partes decidieron el inicio de la etapa de desarrollo completo del área. A partir de esta etapa, los socios comenzaron a realizar los aportes según su porcentaje de participación en la UT conforme lo dispuesto en los acuerdos.

- **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. Con fecha 16 de julio de 2015, este acuerdo fue aprobado bajo Decreto N° 1.540/2015 emitido por la Provincia de Neuquén. 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 se encontraba finalizado al 31 de diciembre de 2019, habiendo contado con una inversión de US\$ 590 millones.

- **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 el 14 de noviembre de 2027, fecha de la finalización de la extensión de la concesión, con posibilidad de nueva extensión hasta el año 2042, 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.

- **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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

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 N° 1.360/2017 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.

- **Acuerdo para el desarrollo del área Bandurria Sur**

Con fecha 16 de julio de 2015, la Provincia de Neuquén, mediante el dictado de los decretos N° 1.536/2015 y 1.541/2015 aprobó la subdivisión del bloque Bandurria otorgando el 100% del área denominada "Bandurria Norte" a Wintershall Energía S.A., el 100% del área denominada "Bandurria Centro" a Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina) y el 100% del área denominada "Bandurria Sur" 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.

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"), de los cuales SPM aportaría el 100%. Con fecha 11 de octubre de 2017, YPF celebró los acuerdos definitivos con SPM. YPF continuó 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° 1.020/2018 que autorizó la cesión de participación prevista en los acuerdos definitivos.

En enero de 2020 YPF fue notificada de la adquisición por parte de Shell Compañía Argentina de Petróleo S.A. y Equinor Argentina AS (ambas, el "Consortio") de la totalidad del paquete accionario de SPM. Esta cesión requirió el pago por parte de SPM del precio pendiente que ascendía aproximadamente a US\$ 105 millones, el cual ya fue recibido por YPF.

Con fecha 30 de enero de 2020, YPF celebró un acuerdo con el Consortio, a través de SPM, por medio del cual se acordaron los principales términos y condiciones para la venta de un 11% adicional en el Área. El acuerdo prevé un período de exclusividad para la negociación y firma de los contratos definitivos. Una vez firmados los mismos y cumplidas ciertas condiciones precedentes, entre las que se encuentran las aprobaciones de los órganos correspondientes de las sociedades y la aprobación por parte de la Provincia del Neuquén, SPM adquirirá la participación adicional del 11% en el Área, por lo que la participación indirecta del Consortio en la UT ascenderá a 60%, conservando YPF el 40% restante.

- **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 36 meses siguientes (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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 33. 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. 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 YPF Chaco S.A. del 40% sobre el Contrato de Servicios suscripto con YPF para la exploración del bloque. Con fecha 20 de diciembre de 2017 YPF 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 YPF, 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° 1.178/2017 del Poder Ejecutivo Provincial entraron en vigencia los acuerdos celebrados con fecha 13 de julio de 2017 entre YPF, Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina), Total Austral S.A. (Sucursal Argentina), Wintershall Energía S.A. 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") y el otorgamiento de dos Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, comprometiéndose las Partes a realizar un programa piloto por una suma aproximada de US\$ 300 millones en APE y 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"), comprometiéndose las Partes a realizar un programa piloto 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 está a cargo de Total Austral S.A. (Sucursal Argentina) y la operación en APO y ACA está a cargo de Pan American Energy LLC (Sucursal Argentina).

Con fecha 15 de noviembre de 2017 se constituyó la UT "Aguada de Castro y Aguada Pichana Oeste", que unificó las áreas APO y ACA.

La firma de los Acuerdos implicó un intercambio de participaciones en las áreas por el cual YPF recibió US\$ 52,3 millones a través de aportes de inversión.

Luego de efectivizados los Acuerdos y cumplidas las condiciones correspondientes, 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%).

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

- **Acuerdo para la explotación del área Bajo del Toro**

Con fecha 25 de agosto de 2017, YPF celebró un acuerdo preliminar con Statoil Holding Netherlands B.V. ("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 celebraron 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 continuó siendo el operador del Área y conservó 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.

Con fecha 12 de octubre de 2018, mediante el Decreto N° 1.755/2018, la Provincia de Neuquén aprobó la cesión a favor de Statoil, cumpliéndose con ello las condiciones precedentes. Con fecha 23 de noviembre de 2018, YPF recibió los US\$ 30 millones mencionados precedentemente.

- **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. Con fecha 2 de noviembre de 2018, mediante el Decreto N° 1.834/2018, la Provincia de Neuquén otorgó la mencionada concesión. 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, invirtiendo una suma aproximada de US\$ 180 millones, el cual se encuentra cumplido al 31 de diciembre de 2019.

- **Permiso de exploración CAN 100 (offshore) – Reconversión Bloque E-1**

El PEN mediante Resolución N° 196/2019 de la SGE dispuso la conversión del convenio de asociación para la exploración y eventual explotación del área "E-1" suscripto en 2006 entre ENARSA ("Actualmente IEASA"), YPF, Petrobras Argentina S.A. (actualmente Pampa Energía S.A.) y Petrouuguay S.A. en un Permiso de Exploración de hidrocarburos a favor de YPF sobre el área "CAN 100" en los términos del Acta Acuerdo suscripta entre YPF y la SGE, asumiendo ciertos compromisos de inversión en actividad exploratoria.

Con fecha 8 de octubre de 2019, YPF y Equinor Argentina BV Sucursal Argentina ("Equinor") suscribieron un acuerdo mediante el cual Equinor adquiriría un 50% de participación en el área "CAN 100", manteniendo YPF un 50% de participación en dicha área. La efectividad del acuerdo se encuentra sujeta a ciertas condiciones precedentes, entre las que se encuentra la aprobación de la cesión por parte de la SGE.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 33. COMPROMISOS CONTRACTUALES (Cont.)

#### 33.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 2019 ascienden a 116.239. 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 479.073 al 31 de diciembre de 2019.

#### 33.d) Compromisos de arrendamientos operativos

Los principales contratos en los que el Grupo es arrendatario se describen en la Nota 2.b.12.

A partir del 1° de enero de 2019, el Grupo ha aplicado la NIIF 16 y ha reconocido activos por derecho de uso y pasivos por arrendamientos, utilizando ciertas dispensas prácticas permitidas por esta norma. Ver Nota 2.b.12 y Nota 2.b.26.

Dado que el Grupo ha utilizado el modelo simplificado sin reexpresión de las cifras comparativas, a continuación se detalla la información expuesta por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 bajo la NIC 17, norma vigente a esos momentos.

Los gastos de alquiler relacionados con arrendamientos operativos por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se detallan a continuación:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Pagos mínimos.....	4.988	2.306
Cuotas contingentes.....	7.326	5.361
	<u>12.314</u>	<u>7.667</u>

Los compromisos de pagos mínimos relacionados con arrendamientos operativos no cancelables al 31 de diciembre de 2018 y 2017 se detallan a continuación:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Hasta 1 año.....	12.264	5.480
De 1 a 5 años.....	15.341	4.265
A partir del 6° año.....	2.317	504

#### 33.e) Garantías otorgadas

Al 31 de diciembre de 2019, en relación al cumplimiento de obligaciones de subsidiarias, YPF ha emitido garantías bancarias por un valor aproximado a US\$ 19 millones y ha asumido otros compromisos por un valor aproximado de US\$ 314 millones.

Adicionalmente, ver Nota 33.b para una descripción de la transacción celebrada con Chevron; y ver Nota 20 para una descripción de los préstamos financieros.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS

#### 34.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.

#### 34.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 estableció: 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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





### 34. 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.

#### 34.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 N° 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 millones 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.

#### 34.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 establecía, 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 podía exceder de 4 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. Para las mercaderías que no eran productos primarios, ese límite era de 3 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda.

Con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva que introdujo modificaciones al Decreto N° 793/2018. Ver Nota 34.j.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

#### 34.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° 1.338/2006 incorporó otros productos hidrocarburíferos 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 SE N° 715/2007 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 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 gasoil 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 gasoil 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 gasoil.

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 PEN, 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 hidrocarburífera argentina, en el cual se estableció un sendero propuesto de precios para la comercialización de petróleo en el mercado interno, con el objetivo de alcanzar la paridad con los mercados internacionales durante el transcurso del año 2017. No obstante lo mencionado previamente, el acuerdo preveía la potestad de cualquiera de las partes para abandonar el acuerdo durante su período de vigencia, estando también el mismo supeditado al cumplimiento de determinadas variables como ser el tipo de cambio o precio del crudo Brent dentro de determinados parámetros establecidos. Durante el último trimestre de 2017, el acuerdo de precios se suspendió en virtud de que el mismo consideraba esta suspensión en caso 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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. 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.

Con fecha 15 de agosto de 2019, el PEN dictó el Decreto N° 566/2019 luego modificado por el Decreto N° 601/2019 de fecha 30 de agosto de 2019, y posteriormente por la Resolución de la SGE N° 557/2019 de fecha 18 de septiembre de 2019, que dispuso lo siguiente: i) hasta el 13 de noviembre de 2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando a tal efecto un tipo de cambio de \$49,30/US\$, equivalente a un 5,58% de incremento sobre el valor de referencia vigente y un precio de referencia Brent de US\$ 59/bbl; y ii) hasta igual fecha, el precio tope de naftas y gasoil en todas las calidades, comercializadas por las empresas refinadoras y/o expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) podrán incrementarse en hasta 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019.

Asimismo, con fecha 1° de noviembre de 2019 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 688/2019 que modificó el Decreto N° 601/2019 y la Resolución SGE N° 557/2019, disponiéndose lo siguiente: i) durante la vigencia del Decreto N° 601/2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de \$51,77/US\$, equivalente a un cinco por ciento 5% de incremento sobre el valor de referencia establecido en la Resolución SGE N° 557/2019, y un precio de referencia Brent de US\$ 59/bbl; y (ii) a partir del 1° de noviembre de 2019 y durante la vigencia del Decreto N° 601/2019, los precios de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) podrán incrementarse en hasta 5% respecto de los precios vigentes al 20 de septiembre de 2019.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

#### 34.f) Requerimientos regulatorios de gas natural

- **Mecanismos de asignación de la demanda de gas natural**

##### Resolución ENARGAS N° 1.410/2010

Con fecha 4 de octubre de 2010, se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 1.410/2010 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 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 con productores de gas natural homologado por la Resolución SE N° 599/2007. La Sociedad recurrió sin éxito la validez de la Resolución N° 1.410/2010.

##### Resolución MINEM N° 89/2016 – Resolución ENARGAS N° 3.833/2016 – Resolución ENARGAS N° 4.502/2017 – Resolución ENARGAS 59/2018 – Resolución ENARGAS N° 124/2018 – Resolución ENARGAS 302/2018 – Resolución ENARGAS 124/2018

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 N° 1.410/2010 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 1.410/2010 en la medida del volumen contratado.

Conforme esta Resolución, con fecha 5 de junio de 2016 se dicta la Resolución ENARGAS N° 3.833/2016 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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Las Prestadoras del Servicio de Transporte y Distribución que verifiquen que la capacidad de transporte no es suficiente para abastecer a la 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° 4.502/2017 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° 3.833/2016 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.

Con fecha 18 de mayo de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 59/2018 que aprueba el Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el CEE, 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° 124/2018 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° 1.410/2010, 3.833/2016 y 4.502/2017 en cuanto se opongan y/o resulten incompatibles con el texto ordenado del mencionado reglamento; (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 CEE.

Con fecha 18 de octubre de 2018 se publicó la Resolución ENARGAS N° 302/2018 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° 59/2018 por 180 días corridos a contar desde el 1° de octubre de 2018.

Con fecha 16 de abril de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 215/2019 que prorroga la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018 por otros 180 días corridos a contar desde el vencimiento del plazo estipulado en la Resolución ENARGAS N° 302/2018, por considerar que se mantienen las razones que motivaron su dictado.

Con fecha 21 de octubre de 2019 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 656/2019 que prorroga la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018 hasta el 30 de abril de 2020 (inclusive).

#### Bases y Condiciones para la Distribución de Gas Natural por Redes

En el marco del proceso de normalización del sector de la energía, el MINEM convocó a los productores de gas natural (entre ellos YPF) y a ENARSA a fin de que establezcan condiciones básicas que sirvan de marco para los acuerdos de suministro que celebren para la distribución de Gas Natural por Redes a partir del 1° de enero de 2018. En la convocatoria, el MINEM informó que ante la finalización del período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 con relación a la emergencia pública iniciado en 2002, vuelve a tomar plena vigencia la Ley N° 24.076 la cual prevé que el precio de los acuerdos de suministro del gas natural será aquel que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda.

En este sentido, con fecha 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural (entre ellos YPF) y ENARSA, a instancias del MINEM, suscribieron las "Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes" (las "Bases y Condiciones").

Las Bases y Condiciones establecen las pautas básicas para garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las Distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales. Asimismo, establecen la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, lo cual se da dentro del período de vigencia de las Bases y Condiciones hasta el 31 de diciembre de 2019 considerado el "período de transición" hasta la normalización antes indicada.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Dentro de los lineamientos establecidos en las Bases y Condiciones se destaca el reconocimiento del derecho a trasladar a la tarifa que pagan los usuarios y consumidores el costo de adquisición de gas; establece los volúmenes disponibles que cada productor y por cada cuenca deberá poner a disposición diariamente a las distribuidoras para cada mes, quienes podrán manifestar su ausencia de interés antes de determinada fecha prevista en las Bases y Condiciones; establece penalidades ante incumplimientos para cualquiera de las partes respecto a su obligación de entregar gas o tomar el mismo; establece los precios del gas para cada cuenca para los próximos dos años, en dólares estadounidenses, pudiendo las partes fijar precios inferiores a los establecidos conforme las negociaciones libres aplicables; establece pautas de pago de las compras efectuadas por las Distribuidoras a los productores; ENARSA asume la obligación de abastecer la demanda correspondiente a áreas alcanzadas por los subsidios de consumos residenciales de gas contemplados en el artículo 75 de la Ley N° 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.

Como consecuencia de la variación en la paridad cambiaria ocurrida a partir de abril de 2018, y la decisión de los distribuidores de pagar el precio del gas en base al tipo de cambio implícito en el cuadro tarifario aprobado para el período invernal 2018 (menor al que correspondía aplicar según lo previsto en las Bases y Condiciones y los contratos particulares celebrados), 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 resultó en una reducción del precio de gas a aplicar para el período octubre – diciembre 2018, sin alcanzarse un acuerdo en relación a las diferencias por el tipo de cambio a considerar.

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° 1.053/2018 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.

Asimismo, el Decreto N° 1.053/2018 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 11 de febrero de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 32/2019 que aprobó el mecanismo de concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras de servicio público de Distribución para los días 14 de febrero de 2019 (para las cuencas Neuquina, Golfo San Jorge, Santa Cruz Sur y Tierra del Fuego) y 15 de febrero de 2019 (para la Cuenca Noroeste). La Resolución SGE N° 32/2019 también aprobó el modelo de oferta aplicable e instruyó a Mercado Electrónico de Gas Sociedad Anónima ("MEGSA") a que dicte las normas complementarias que considere necesarias para la organización e implementación del mecanismo de concursos de precios aprobado. Los concursos de precios se llevaron a cabo en el ámbito del MEGSA en las fechas previstas mencionadas y, en base a los resultados obtenidos, YPF procedió a instrumentar los contratos por los volúmenes adjudicados en relación a las licenciatarias de distribución participantes correspondientes al período abril 2019-marzo 2020.

Con fecha 20 de agosto de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 466/2019 que aprueba la Metodología para la determinación del monto neto de las diferencias diarias acumuladas referidas en el artículo 7° del Decreto N° 1.053/2018, aprueba el modelo de solicitud de adhesión fijando plazo para su presentación hasta el 15 de septiembre de 2019 y establece que concomitantemente con la solicitud de adhesión las distribuidoras y sus proveedores de gas natural deberán presentar y exhibir ante el ENARGAS los instrumentos por los cuales se reestructura su relación comercial a los términos del Decreto N° 1.053/2018, que no se admitirán solicitudes de adhesión parciales y/o condicionadas, y que las distribuidoras, una vez percibida del Estado Nacional la cuota correspondiente de cada mes deberán utilizar la totalidad del monto recibido para realizar pagos a los Proveedores de gas natural adheridos al Régimen en un plazo máximo de 5 días. La Resolución establece como principio general que se aplicará la Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas aprobada por Resolución ENARGAS N° 72/2019.

Con fecha 10 de septiembre de 2019 YPF presentó un recurso de alzada contra la Resolución N° 466/2019 cuestionando básicamente la metodología de determinación de volúmenes aprobada, en cuanto ordena calcular aquellos sin considerar la cantidad total efectivamente entregada en el PIST por los proveedores de gas natural, sino mediante la simulación del despacho óptimo y el descuento del volumen de gas retenido y del GNCC.

Mediante Resolución ENARGAS N° 554/2019 publicada el 16 de septiembre de 2019 se pospuso hasta el 15 de octubre de 2019 el plazo para adherir al régimen previsto en el artículo 7 del Decreto 1.053/2018. Posteriormente la Resolución ENARGAS N° 636/2019 publicada el 11 de octubre de 2019, pospuso hasta el 25 de octubre de 2019 el plazo para adherirse y estableció que no resultará impedimento para la adhesión al régimen mencionado la falta de presentación de los instrumentos por los cuales las partes reestructuren su relación comercial a los términos del Decreto N° 1053/2018.

Con fecha 25 de octubre de 2019 YPF presentó la Solicitud de Adhesión al régimen previsto por el artículo 7 del Decreto N° 1.053/2018 y reglamentado por Resolución ENARGAS N° 466/2019, lo que importa aceptar dicho régimen sin reservas y renunciar a toda clase de reclamos administrativos, arbitrales o judiciales contra el Estado Nacional, por lo que cabe considerar tácitamente desistido el recurso de alzada interpuesto por YPF contra la Resolución ENARGAS N° 466/2019.

En forma concomitante, YPF envió a las distribuidoras notas en la que les informó su solicitud de adhesión al régimen y que dicha solicitud no podía ser interpretada como cancelación de los volúmenes y/o conceptos en relación a las inyecciones de gas natural efectuadas por YPF entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, que no han sido asumidos por el Estado Nacional (IVA, diferencias de volúmenes por despacho óptimo, GNCC, y/o gas retenido y diferencias de tipo de cambio generadas respecto de la falta de pago en los plazos contractuales).

Con fecha 14 de noviembre de 2019 fue publicada en el BO la Resolución ENARGAS N° 735/2019, que aprobó el monto neto en pesos correspondiente a las diferencias diarias acumuladas por tipo de cambio en los términos del Artículo 7° del Decreto N° 1.053/2018.

Durante el mes de diciembre de 2019, luego de recibir de la SGE la transferencia de la primera cuota de las 30 contempladas por el régimen, las Distribuidoras realizaron el pago de dicha cuota a YPF, que ha mantenido las reservas por los conceptos e importes que no han sido asumidos por el Estado Nacional en el marco del régimen.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Nuevas exportaciones de gas natural**

El Decreto 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.

Con fecha 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.

Con fecha 13 de enero de 2017 se publicó la Resolución MINEM N° 8/2017 que reglamentó el Decreto Nacional N° 893/2016 y estableció 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.

Con fecha 27 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto N° 962/2017 que entre otros aspectos modifica el artículo 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° 299/1998 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° 131/2001 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; iv) deroga la Resolución N° 265/2004 de la ex Secretaría de Energía y Minería y sus modificatorias; v) deroga la Resolución N° 883/2005 de la ex Secretaría de Energía y sus modificatorias; vi) deroga la Resolución N° 8/2017 del MINEM y sus modificatorias; y vii) delega en la SRH 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

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 34.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 artículos 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° 793/2018 mantiene su validez y vigencia.

Con fecha 26 de junio de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 417/2019 que sustituye el Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural aprobado por Resolución N° 104/2018, encomienda a la SSHyC reglamentar mecanismos de sustitución de energía aplicable a exportaciones firmes y elaborar un procedimiento operativo para el caso que estuviese en riesgo la seguridad del abastecimiento interno, y faculta a la SSHyC al otorgamiento de los permisos de exportación, mediante la emisión del certificado pertinente. Las modificaciones más relevante son las siguientes: i) se modifica la clasificación de las autorizaciones, estableciendo las siguientes: en firme, interrumpible, intercambios operativos y acuerdos de asistencia; ii) se simplifica el procedimiento de tramitación disponiendo que se efectúe de manera digital a través de la plataforma de Trámites a Distancia y iii) se prevé que las cantidades de gas natural provenientes de proyectos incluidos en el "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales" serán descontados de la producción total del respectivo proyecto previo a la determinación de los volúmenes computados como parte de la Producción Incluida.

Con fecha 21 de agosto de 2019 se publicó la Disposición SSHyC N° 168/2019 que aprueba los términos y condiciones del régimen para la exportación de gas natural bajo condición firme aplicables al período comprendido entre el 15 de septiembre de 2019 y el 15 de mayo de 2020, determina un volumen máximo de gas natural exportable en condición firme con destino a la República de Chile 10.000.000 m3/d (divididos por tres zonas de exportación, Noroeste, Centro-Oeste y Sur, con un volumen máximo cada una de ellas de 1.000.000, 6.500.000 y 2.500.000 m3/d respectivamente), establece que las solicitudes podrán presentarse hasta el 6 de septiembre de 2019 y dispone que para la asignación de los volúmenes a exportar, se conformará, por zona, un índice de desempeño por solicitante y solicitud, compuesto por desempeño pasado de producción, desempeño pasado de exportación, desempeño presente y plazo de la solicitud. También contempla que, en caso de una eventual necesidad de mayor utilización de gas natural importado, GNL, carbón, fuel oil y/o gasoil por parte del MEM, cuyo costo estuviese a cargo del Estado Nacional y éste deba asumirlo en función de la sustitución de energía dispuesta, las empresas exportadoras deberán asumir el pago de una compensación a CMMESA por los mayores costos incurridos, cuyo monto será determinado por CMMESA a la finalización del período de aplicación. Por Resolución SGE N° 506/2019 publicada el 30 de agosto de 2019 se estableció en 0,1 y 0,2 US\$/MMBTU exportado, el valor mínimo y el valor máximo, respectivamente, del costo por sustitución de energía a cargo de los exportadores.

Con fecha 31 de octubre de 2019 se publicó la Disposición SSHyC N° 284/2019 que aprueba el Procedimiento Operativo de Exportaciones de Gas Natural con vigencia hasta el 30 de septiembre de 2021, cuyo objeto es regular toda necesidad de restricción a las exportaciones de gas natural que sea operativamente útil ante una falta de abastecimiento en el mercado interno argentino.

Con fecha 14 de diciembre de 2019 se publicó en el BO el Decreto N° 37/2019, el cual deja sin efecto el límite de 4 pesos por cada dólar estadounidense, que se encontraba establecido en el artículo 2° del Decreto N° 793/2018 y sus modificaciones. Posteriormente, con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, que en su artículo fijó las alícuotas correspondientes a la exportación de hidrocarburos y minería en un máximo del 8% del valor imponible o del precio oficial FOB. Ver Nota 34.j.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Exportaciones de GNL**

Con fecha 5 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Disposición SSHyC N° 329/2019 por medio de la cual se incluyó al GNL dentro del listado de productos establecidos por la Resolución N° 241/2019, los que requieren de previa registración de las operaciones antes de su exportación. A fin de obtener la registración y autorización para exportar, los exportadores de GNL deberán comprobar ante la Secretaría de Energía que se ha otorgado a los potenciales agentes del mercado interno que pudieran estar interesados, la posibilidad de adquirir dicho producto.

Asimismo, resulta aplicable a las exportaciones de GNL, lo previsto por la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, que en su artículo 52 fijó las alícuotas correspondientes a la exportación de hidrocarburos.

- **Fondo Fiduciario para financiar importaciones de gas natural**

El 27 de noviembre de 2008 a través del Decreto del PEN N° 2.067/2008, 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° 1.982/2011, que ajusta los cargos tarifarios establecidos por el Decreto N° 2.067/2008 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° 1.991/2011, 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 N° 2.067/2008 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 N° 2.067/2008" 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

En abril de 2018 y con respecto al cargo tarifario “Decreto N° 2.067/2008”, 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.

Con fecha 2 de julio de 2019 la CSJN volvió a expedirse sobre el cargo, esta vez en el caso planteado por la empresa Refinor, titular de una planta de separadora de gas. En esta oportunidad, la Corte entendió que el precedente caso “Alliance One Tobacco” aplicado por la Cámara Federal de Salta para rechazar el amparo iniciado por Refinor, no resuelve adecuadamente la singularidades de la causa, las cuales, en cambio resultan en principio sustancialmente análogas al pronunciamiento dictado en el caso “Compañía Mega S.A.”. Sobre la base de lo anterior, la Corte ordenó a la Cámara Federal de Salta dictar un nuevo fallo teniendo en cuenta lo anterior. Con fecha 29 de noviembre de 2019 dicha Cámara dictó una nueva sentencia por la que declara la inconstitucionalidad de las resoluciones ENARGAS I/1982/11 y I/1991/11 por las que se incluyera a Refinor entre los sujetos que debían abonar los cargos del Fondo Fiduciario allí previsto, así como de todos aquellos actos tendientes a ejecutar las mencionadas resoluciones.

#### 34.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 N° 1/2013 de la Comisión. Dicha resolución creó formalmente el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”.

Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas fueron invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural (“los proyectos”) con la Comisión, a fin de recibir un precio de 7,5 US\$/MBTU correspondiente a la inyección excedente (nivel por encima de la inyección base de cada empresa). Los proyectos debían cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución N° 1/2013 y estaban sujetos a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tenían un plazo máximo de cinco años, prorrogables a petición del beneficiario, y sujetos a la decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llegaba al aumento de la producción comprometida de su proyecto aprobado por la Comisión, tenían que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto. Similar programa preveía 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 variaba entre 4 US\$/MBtu y 7,5 US\$/MBtu, según la curva de mayor producción alcanzada por la empresa beneficiaria del programa.

Con fecha 29 de septiembre de 2015 se publicó en el BO la Resolución N° 185/2015 que reglamentó el denominado “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para empresas sin inyección” en favor de aquellas empresas productoras que no poseían registro de inyección de gas natural previo. Las empresas beneficiarias recibían 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 recibía esta compensación era sólo aquél que provenía 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 pesificó 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 BONAR en dólares estadounidenses sujetos a un interés del 8% anual con vencimiento en el año 2020 (“BONAR 2020 US\$”) para su cancelación.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)**

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 SRH del MINEM las cartas de adhesión.

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.

Cada empresa podía 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 exigía 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 realizó 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 N° 97/2018, según corresponda). La deuda comenzó 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 realizó la adhesión al Procedimiento mencionado precedentemente.

Por lo mencionado precedentemente, el Grupo registró por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 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 (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 54/2019, que modifica parcialmente la Resolución N° 97/2018, adecuándola al mecanismo de pago definido por el artículo 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 28 de febrero de 2019, se publicó en el BO la Resolución Conjunta N° 21/2019 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, siendo la primera de ellas de 6,66% del valor nominal original, las siguientes 18 cuotas de 3,33% del valor nominal original y las restantes 10 cuotas del 3,34% del valor nominal original. La primera cuota se abonó el 28 de febrero de 2019 y a partir del 28 de marzo de 2019 se abonará cada cuota los 28 de cada mes hasta su vencimiento.

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° 97/2018 por un total de US\$ 758,8 millones.

Con fecha 1° de marzo de 2019, la Sociedad presentó su carta de adhesión ante la SGE en los términos previstos por la Resolución SGE N° 54/2019.

Luego de acreditarse durante el mes de abril de 2019 en la cuenta custodia designada por YPF los “Bonos Programas Gas Natural” por un total de US\$ 758,8 millones, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, YPF recibió el pago de trece cuotas por un importe total de US\$ 353,8 millones.

- **Programa de Estímulo a los nuevos proyectos de gas natural**

Con fecha 19 de mayo de 2016 se publicó en el BO la Resolución MINEM N° 74/2016 que creó 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 presentaran nuevos proyectos de gas natural y que no eran 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 Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

La presentación de nuevos proyectos, los cuales debían ser aprobados por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos, podían obtener el precio de estímulo por un valor de 7,50 US\$/MMBTU. Asimismo, se dejó 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 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 estuvieran pendientes de aprobación, debían ser evaluados en el marco del “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural”.

A partir de esta Resolución no podían 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 habían sido aprobados en el marco de dicho Programa mantenían su vigencia en los términos de su aprobación.

Los requisitos que debía 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.

El “Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural” tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre del año 2018.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **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 N° 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 SRH. 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 y 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 N° 419-E/2017, cuyo Anexo reemplaza el similar Anexo de la Resolución N° 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 SRH”, 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 alcancen 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

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 N° 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.

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.

Con relación a la Concesión Estación Fernández Oro, con fecha 6 de febrero de 2019 la Sociedad interpuso recursos de reconsideración contra las Resoluciones SGE N° 356, 369, 370 y 371/2018 que autorizaron el pago a la Sociedad de compensaciones definitivas del primer trimestre 2018 y provisorias del tercer trimestre 2018, determinando el monto de dichas compensaciones en base al volumen de Producción Incluida declarada por la Sociedad en oportunidad de adherir al Programa por la concesión mencionada, sin considerar el volumen efectivo de Producción Incluida registrado en el primer trimestre de 2018 y la actualización de la estimación de Producción Incluida presentada por la Sociedad en octubre de 2018 en relación al tercer trimestre de 2018.

Por idénticos motivos a los anteriores, con fecha 27 de diciembre de 2019 la Sociedad interpuso recursos de reconsideración contra las Resoluciones SGE N° 608 (abril 2018), 620 (ajuste de pago por los meses de agosto y septiembre de 2018) y 712/2019 (julio 2019), solicitando que se hiciera lugar a los recursos y se procediera a calcular las compensaciones económicas a ser abonadas en base a los volúmenes solicitados por YPF.

Con relación a la Concesión Aguada Pichana Este, con fecha 9 y 10 de octubre fueron impugnadas las Resoluciones SGE N° 345 (contemplativa del período que va desde octubre de 2018 a enero de 2019, pero únicamente impugnada por el mes de enero de 2019), 360 (febrero 2019), 366 (marzo 2019), 361 (abril 2019) y 522/2019 (mayo 2019), por haber dispuesto las mismas el pago de compensaciones provisorias a YPF considerando como tope el volumen de producción incluida declarada en oportunidad de adherir al Programa. Asimismo, con fecha 27 de diciembre de 2019 fue impugnada la Resolución N° 722/2019 (julio 2019), por haber sido calculada la compensación con base en la producción incluida inicialmente declarada por YPF al momento de adherir al programa.

Con relación a la Concesión Aguada Pichana Oeste - Aguada de Castro, con fecha 9 de octubre de 2019 fueron impugnadas las Resoluciones SGE N° 342 (noviembre/diciembre de 2018), 351 (enero 2019), 352 (febrero 2019), 350 (marzo 2019) y 353/2019 (abril 2019), por haber dispuesto las mismas el pago de compensaciones provisorias a YPF considerando como tope el volumen de producción incluida declarada en oportunidad de adherir al Programa.

Con relación a la Concesión La Ribera I y II, con fecha 10 de octubre fueron impugnadas las Resoluciones SGE N° 390 (abril 2019), 497 (mayo 2019) y 516/2019 (junio 2019), por haber dispuesto las mismas el pago de compensaciones provisorias a YPF considerando como tope el volumen de producción incluida declarada en oportunidad de adherir al Programa. Asimismo, con fecha 27 de diciembre fue impugnada la Resolución N° 711/2019 (julio 2019), por haber sido calculada la compensación con base en la producción incluida inicialmente declarada por YPF al momento de adherir al programa.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Mediante los recursos interpuestos, se solicitó a la SGE se procediera a calcular las compensaciones económicas a ser abonadas en base al volumen de producción oportunamente informado por YPF en las declaraciones juradas presentadas, coincidente con la proyección de Producción Incluida actualizada. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los recursos de reconsideración interpuestos por la Sociedad no han sido resueltos por la SGE.

Con fecha 22 de agosto de 2019, YPF solicitó a la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén la readecuación del Plan de Inversiones correspondiente al área de concesión La Ribera I y II para el segundo semestre de 2018 y primer semestre de 2019, requiriendo que las verificaciones semestrales de inversión para el segundo semestre del año 2018 y el primer semestre del año 2019 sean realizadas de conformidad con la readecuación del Plan de Inversiones propuesta, invocando YPF como fundamento de dicha readecuación la interrupción de actividades impuesta en el marco de la investigación judicial de un incidente ocurrido el 10 de julio de 2018, como así también el cambio de circunstancias del mercado de gas natural argentino.

Con posterioridad, mediante presentaciones en fechas 8 y 28 de noviembre de 2019, YPF dio cumplimiento a ciertos requerimientos informativos cursados por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén y solicitó que la readecuación propuesta para el Plan de Inversión fuera aprobada hasta el mes de diciembre de 2019.

Con fecha 14 de enero de 2020 la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén solicitó a YPF que, atento al contexto actual post coyuntura política-económica a nivel país, la propuesta de readecuación deberá presentarse de manera integral para todo el período abarcado por el Plan (2018-2021). A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, la nota no ha sido respondida.

- **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° 46/2018 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.

Con fecha 30 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, que a través de su artículo 1° deroga la Resolución SGE N° 70/2018, reestableciendo la vigencia del artículo 8° de la Resolución N° 95/2013, como así también la vigencia del artículo 4° de la Resolución N° 529/2014; volviendo a quedar la gestión comercial y el despacho de combustibles centralizados en CAMMESA con algunas excepciones, tal el caso de la provisión de combustibles para los generadores bajo Energía Plus o los contratos celebrados en el marco de la convocatoria realizada por Resolución N° 287-E/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

Con fecha 27 de febrero de 2020 se publicó en el BO la Resolución N° 31/2020 de la Secretaría de Energía, a través de la cual el Gobierno Nacional estableció nuevos valores remunerativos para la venta de energía y potencia no contractualizada. Los valores de las remuneraciones previamente mencionadas, anteriormente nominados en dólares estadounidenses, se fijan en pesos argentinos y serán actualizados de manera mensual en función del IPC y el IPIM publicados por el INDEC. Esta resolución entra en vigencia y es de aplicación para las transacciones llevadas a cabo a partir del mes de febrero de 2020.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

#### 34.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 PEN 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.

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 PEN. Metrogas tiene derecho a la renovación de su Licencia, a menos que el ENARGAS demuestre que no ha cumplido en forma sustancial con todas sus obligaciones emergentes de la Ley del Gas, las reglamentaciones, decretos respectivos y la Licencia.

Finalizado el período de 35 o 45 años, según fuese el caso, la Ley del Gas exige que se realice una nueva licitación competitiva para dicha licencia, en la cual Metrogas, si ha cumplido con sus obligaciones, tendrá la opción de equiparar la mejor propuesta ofrecida al Gobierno Argentino por un tercero.

Como regla general, al producirse la extinción de la Licencia por completarse todo su período, Metrogas tendrá derecho a una contraprestación igual al valor de los activos determinados, o al importe pagado por el participante ganador en una nueva licitación, el que fuese menor.

Metrogas tiene varias obligaciones de acuerdo con la Ley del Gas, incluyendo la obligación de cumplir con todas las solicitudes de servicios razonables dentro de su área de servicio. No se considerará razonable la solicitud de servicio si resultara anti-económico para la sociedad distribuidora el hecho de asumir la prestación del servicio solicitado. Metrogas también tiene la obligación de operar y mantener sus instalaciones en forma segura, lo que puede requerir ciertas inversiones para el reemplazo o mejora de las instalaciones según se establece en la Licencia.

La Licencia detalla otras obligaciones de Metrogas, las que incluyen la obligación de proporcionar un servicio de distribución, mantener un servicio ininterrumpible, operar el sistema en una forma prudente, mantener la red de distribución, llevar a cabo las Inversiones Obligatorias, mantener ciertos registros contables y proporcionar ciertos informes periódicos al ENARGAS.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

La Licencia puede ser revocada por el Estado Nacional, bajo recomendación del ENARGAS, en las siguientes circunstancias:

- Serios y repetidos incumplimientos por parte de Metrogas de sus obligaciones.
- Total o parcial interrupción en el servicio no interrumpible por causas atribuibles a Metrogas, cuya duración exceda los períodos estipulados en la Licencia dentro del año calendario.
- Venta, disposición, transferencia y gravamen de los Activos Esenciales de Metrogas, sin previa autorización del ENARGAS, excepto que dicho gravamen sirva para financiar extensiones y mejoras en el sistema de gasoductos.
- Quiebra, disolución o liquidación de Metrogas. El proceso concursal no afectó el curso normal de las operaciones de Metrogas ni, por consiguiente, pudo haber sido causal de revocación de la Licencia de Metrogas.
- Abandono de la provisión del servicio establecido en la Licencia, o el intento de cesión o la transferencia unilateral, en todo o en parte (sin la autorización previa del ENARGAS), o la renuncia de la Licencia en otros casos que no sean los permitidos.
- Transferencia del Contrato de Asistencia Técnica o delegación de las funciones establecidas en el Contrato, sin la previa autorización del ENARGAS, durante los primeros diez años del otorgamiento de la Licencia.

En relación con las restricciones, la Licencia estipula que Metrogas no podrá asumir las deudas de su controlante u otorgar créditos o gravar activos para garantizar deudas ni dar ningún otro beneficio a los acreedores de su controlante.

#### • Renegociación tarifaria

Con fecha 7 de enero de 2002 se publicó en el BO la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561 (la "Ley de Emergencia") que 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 afectaron la Licencia otorgada a Metrogas por el Estado Nacional y modificaron expresas disposiciones de la Ley del Gas fueron: 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 PEN sin perjuicio de establecer que las empresas de servicios públicos debían 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 conjuntamente con 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 acuerdos suscriptos y que se encuentran vigentes al 31 de diciembre de 2019:

#### i. Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural (también denominada "Acta Acuerdo 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 Integral tiene como antecedentes el Acuerdo Transitorio 2008, el Acuerdo Transitorio 2014, el Acuerdo Transitorio 2016 y el Acuerdo Transitorio 2017.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Las previsiones contenidas en el Acta Acuerdo Integral abarcan el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la finalización del Contrato de Licencia.

En los términos allí previstos, se establecieron una serie de pautas para el proceso de RTI.

Finalmente, el Acta Acuerdo Integral prevé el compromiso de Metrogas 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 Metrogas y las mismas no serán incorporadas en la base tarifaria.

En relación a la entrada en vigencia de la RTI, se estableció que ésta no excedería del 31 de diciembre de 2017. Sin embargo, en caso de que el ENARGAS disponga la aplicación escalonada y progresiva del incremento tarifario resultante de la RTI, la aplicación del último escalón no podría exceder del 1° de abril de 2018.

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 Integral suscripta por el MINEM, el Ministerio de Hacienda y Metrogas.

#### ii. Cuadros tarifarios

Con fecha 30 de marzo de 2017, el MINEM instruyó al ENARGAS, mediante la Resolución N° 74 - E/2017, a poner en vigencia los cuadros tarifarios resultantes del proceso de RTI.

En este sentido, dispuso que a los fines de la implementación gradual y progresiva de dicha medida, el ENARGAS debía aplicar en forma escalonada los incrementos tarifarios resultantes de la RTI conforme a la siguiente progresión: 30% del incremento, a partir del 1° de abril de 2017; 40% del incremento, a partir del 1° de diciembre de 2017, y el 30% restante, a partir del 1° de abril de 2018.

Asimismo, y para los casos en que las correspondientes Actas Acuerdo 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.

Adicionalmente, la Resolución ENARGAS N° 4.356/2017 aprobó: (i) los estudios técnico-económicos sobre la RTI de Metrogas; (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.

Con 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

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, aprobar los cuadros tarifarios definitivos aplicables a partir del 1° de abril de 2018 y aprobar nuevos valores para las Tasas y Cargos percibidos por Metrogas por servicios adicionales.

Con fecha 8 de octubre de 2018 se publicó en el BO la Resolución FC ENARGAS N° 281/2018 que dispuso declarar la validez de la Audiencia Pública N° 96, aprobar los Cuadros Tarifarios de Metrogas aplicables a partir de la publicación de los mismos y aprobar nuevos valores para las Tasas y Cargos percibidos por Metrogas por servicios adicionales.

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, fecha de publicación de esta última Resolución.

Con fecha 1° de abril de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 148/2019 que estableció en beneficio de los usuarios residenciales de gas natural y de propano indiluido por redes bonificaciones del 27% y 12% en el precio del gas en el PIST para los consumos de abril y mayo respectivamente. En sus considerandos, esta Resolución menciona que la bonificación a los usuarios residenciales contará con el correspondiente reembolso a los proveedores de gas, conforme a la metodología y con los controles previos a disponerse en su oportunidad. Con fecha 30 de mayo de 2019, se publicó la Resolución SGE N° 299/2019, complementaria de la anterior, que estableció que los proveedores de gas natural y de propano indiluido por redes deberán emitir la facturación del volumen de gas entregado que tenga por destino a los usuarios beneficiarios con los descuentos en el precio de gas dispuestos como bonificación y aprobó la metodología aplicable para la declaración, verificación, determinación y pago de la compensación a los proveedores de gas por la bonificación aplicada en el precio del gas en el PIST.

Asimismo, con fecha 1° de abril de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 198/2019 que declaró la validez de la Audiencia Pública N° 98, aprobó los Cuadros Tarifarios de Metrogas con vigencia a partir del 1° de abril de 2019 (período invernal 2019) y aprobó los nuevos valores de tasas y cargos.

Con fecha 24 de junio de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 336/2019 que estableció un diferimiento de pago para los usuarios residenciales de gas natural y propano indiluido por redes del 22% en las facturas emitidas a partir del 1° de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019, que serán recuperados a partir de las facturas regulares emitidas desde el 1° de diciembre de 2019 y por 5 períodos mensuales, iguales y consecutivos. Esta Resolución también dispuso que el costo financiero del diferimiento (computado entre las fechas de vencimiento de pago original de las facturas y las de vencimiento de las facturas en las que se incluya cada cuota de recupero) sea asumido por el Estado Nacional en carácter de subsidio, mediante el pago de intereses a distribuidoras, subdistribuidoras, transportistas y productores, reconociéndose a ese efecto la tasa para plazos fijos por montos de veinte millones de pesos o superiores a plazos de 30 o 35 días, denominada TM20, publicada por el BNA. Con fecha 3 de julio de 2019 se publicó la Resolución ENARGAS N° 359/2019 que instruyó a las Licenciatarias del Servicio Público de Distribución de Gas a aplicar el diferimiento establecido mediante la Resolución SGE N° 336/2019 y de conformidad con las pautas de orden comercial establecidas en la Resolución del ENARGAS N° 359/2019.

Con fecha 23 de agosto de 2019 se publicó la Resolución SGE 488/2019 que: i) aprobó la metodología de diferimiento de pago de los consumos residenciales de gas natural y de propano indiluido por redes en las facturas emitidas a partir del 1° de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019 establecido en la Resolución N° 336/2019 y de pago de intereses; y ii) instruyó a la SSHyC a administrar, ejecutar e implementar bajo su órbita el procedimiento de compensación establecido y requirió al ENARGAS la remisión a la SSHyC de los informes previstos en la metodología que se aprueba.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 4 de septiembre de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 521/2019 que dispuso, entre sus aspectos más relevantes: i) diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución de gas natural, previsto a partir del 1° de octubre de 2019, para el 1° de enero de 2020; ii) compensar a las licenciatarias del servicio de transporte y distribución de gas natural mediante la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a su cargo; iii) incluir en el diferimiento a las tarifas de propano indiluido por redes, que será compensado, en el caso de las licenciatarias de distribución, mediante la adecuación de inversiones obligatorias, y en el caso de subdistribuidoras, la compensación será reconocida a los proveedores de propano como bonificación a ser solventada por el Estado Nacional; y iv) diferir el ajuste tarifario por variación del precio de gas en el PIST previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019, para el 1° de enero de 2020.

Con fecha 25 de noviembre de 2019 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 751/2019, que modificó el artículo 1° de la Resolución SGE N° 521/2019, estableciendo el diferimiento del ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020, debiendo utilizarse, en esa oportunidad, el índice de ajuste correspondiente para reflejar la variación de precios entre los meses de febrero y agosto de 2019.

Posteriormente, con fecha 5 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Resolución SGE N° 791/2019, que modifica el artículo 5° de la Resolución SGE N° 521/2019, estableciendo el diferimiento del ajuste por variación del precio de gas en el PIST previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020.

#### iii. 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 que estableció 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.

Con fecha 7 de diciembre de 2018, el ENARGAS comunicó a la Dirección Nacional de Economía de Hidrocarburos observaciones al esquema previsto en la Resolución MINEM N° 508-E/2017. En virtud de ello, la SGE no reconoció el ajuste previsto en la Resolución MINEM N° 508-E/2017 respecto del GNNC. Adicionalmente, dispuso que las sumas percibidas por el período enero de 2018 a noviembre de 2018 que hasta ese momento tenían carácter provisorio, fueran compensadas con deudas que mantenía la SGE con Metrogas. Asimismo, tampoco fueron reconocidos los ajustes a valores reales que preveía la misma operatoria por ese mismo período, ni los excesos de costos incurridos a partir de diciembre de 2018 hasta septiembre de 2019. El impacto del ajuste sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2019 fue de una pérdida de 622.

#### iv. 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- **Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública**

Con fecha 23 de diciembre de 2019 fue publicada en el BO la Ley N° 27.541 que faculta al PEN a mantener las tarifas de gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la RTI vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las Leyes N° 24.065, N° 24.076 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, la Ley faculta al PEN a intervenir administrativamente el ENARGAS por el término de un 1 año.

- **Nota del ENARGAS referida a la participación de YPF en Metrogas**

La Sociedad ha recibido de Metrogas copia de una nota recibida a su vez por ésta del ENARGAS, en la cual se solicita adaptar la composición accionaria de Metrogas en consonancia con el plazo previsto en la Ley de Emergencia N° 25.561 y en cumplimiento con el artículo 34 de la Ley N° 24.076. Al respecto, cabe recordar que YPF indirectamente adquirió el 70% de la participación en Metrogas, operación que fue autorizada por Resolución ENARGAS N° I/2566 de fecha 19 de abril de 2013, y, luego de la fusión con YPF Inversora Energética S.A. y Gas Argentino S.A., es la titular del 70% de las acciones de Metrogas.

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.

#### 34.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 SRH 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.

Por otro lado, con fecha 7 de junio de 2017 se publicó en el BO la Resolución de la SRH 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 SRH 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 N° 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

Con fecha 28 de marzo de 2018 se publicó la Disposición N° 5/2018 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.

Con fecha 28 de enero de 2019 se publicó la Resolución SGE N° 15/2019, que actualizó los precios de referencia (en planta de productor) para la comercialización de butano y propano con vigencia a partir del 1° de febrero de 2019 y fijó en \$ 0 la compensación económica a productores a partir de la misma fecha.

Con fecha 24 de abril de 2019 se publicó la Disposición SSHyC N° 29/2019, que sustituye el apartado VI del anexo de la Resolución N° 49/2015 de la ex Secretaría de Energía, referente a la metodología para la determinación de los aportes de butano y propano por parte de las empresas productoras y los cupos asignados a las empresas fraccionadoras.

Con fecha 27 de junio de 2019 se publicó en el BO la Disposición SSHyC N° 104/2019, estableciendo los precios de referencia y compensaciones para productores de butano y propano, con vigencia a partir del 1° de julio de 2019. Con relación a ello, la Disposición SSHyC N° 80/2019 había establecido nuevos valores de compensación para usuarios domésticos de butano envasado incluidos en el registro de beneficiarios subsidiados.

#### 34.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.

Con respecto a la alícuota general del impuesto a las ganancias y la retención a los dividendos, las modificaciones relacionadas con estos conceptos, establecidas para los ejercicios iniciados el 1° de enero de 2020, fueron suspendidas por la Ley N° 27.541 hasta los ejercicios iniciados el 1° de enero de 2021 inclusive. Ver apartado "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva".

- Ganancias de capital para los beneficiarios del exterior

La 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

- 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 ejercicio en que se realice la efectiva erogación.

- 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. La ganancia generada por la revaluación está 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.

Con fecha 28 de marzo de 2019 la Sociedad adhirió al revalúo impositivo establecido en la Ley 27.430 por la categoría de "Minas, canteras, bosques y bienes análogos", determinando un impuesto especial de 4.562. La adhesión permitirá una mayor deducción de la depreciación de los bienes revaluados en el impuesto a las ganancias afectando en consecuencia la registración del impuesto diferido. Ver Nota 16.

#### - 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.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





### 34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)

#### - Impuesto a los débitos y créditos bancarios

El PEN 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.

#### - IVA

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.

#### • **Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva**

Con fecha 23 de diciembre de 2019 se publicó en el BO la Ley N° 27.541 denominada "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva" a través de la cual se declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. A continuación se mencionan las principales modificaciones fiscales:

#### - Impuesto a las ganancias

Se suspende la reducción de la tasa de impuesto a las ganancias del 30% al 25% hasta los ejercicios fiscales iniciados el 1° de enero de 2021 inclusive, como así también la modificación de la tasa de retención a los dividendos del 13% al 7% hasta la misma fecha.

Por otro lado, el ajuste por inflación impositivo, positivo o negativo, previsto en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciado a partir del 1° de enero de 2019, deberá imputarse un sexto en ese período fiscal y los cinco sextos restantes en partes iguales, en los cinco períodos inmediatos siguientes.

#### - Bienes personales

Se incrementa la alícuota para los regímenes de responsabilidad sustituta (acciones y participaciones y otros supuestos) del 0,25% al 0,50%.

#### - Derechos de exportación

Mediante el Decreto N° 37/2019 publicado el 14 de diciembre de 2019, se dejó sin efecto el límite de 4 pesos por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB en concepto de derecho a la exportación, establecido por el Decreto N° 793/2018 resultando aplicable a la exportación de hidrocarburos la alícuota general del 12%.

No obstante, el artículo 52 de la Ley N° 27.541 dispuso que, para los derechos de exportación de hidrocarburos y minería, las alícuotas no podrán superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, las autoridades gubernamentales no han emitido reglamentaciones sobre esta materia, y la Dirección General de Aduanas continúa determinando los derechos de exportación de acuerdo con las alícuotas que se encontraban vigentes con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley N° 27.541.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**34. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (Cont.)****34.k) Otros requerimientos regulatorios**

- **Marco Normativo CNV (N.T. 2013)**

## 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 10 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos
Anexo D – Otras inversiones.....	Nota 6 Instrumentos financieros por categoría
Anexo E – Provisiones .....	Nota 13 Créditos por ventas
	Nota 12 Otros créditos
	Nota 10 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos
	Nota 8 Propiedades, planta y equipo
	Nota 7 Activos intangibles
	Nota 15 Provisiones
Anexo F – Costo de los bienes vendidos y servicios prestados.....	Nota 24 Costos
Anexo G – Activos y pasivos en moneda extranjera .....	Nota 37 Activos y pasivos en monedas distintas del peso

- ii. Con fecha 18 de marzo de 2015, la Sociedad fue inscrita 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 con la modificación a las Normas de la CNV prevista por la Resolución General N°731/2018, la Sociedad queda incluida en lo establecido por el Artículo 5 b.1 del Título VII, del Capítulo II, de las Normas de la CNV, “Agente de Liquidación y Compensación– Participante Directo”. En ese sentido, según lo previsto en el Artículo 13, Título VII, del Capítulo II, de las Normas de la CNV, al 31 de diciembre de 2019 el patrimonio de la Sociedad supera el patrimonio mínimo requerido por dichas Normas que es de 18. Adicionalmente, no resulta de aplicación a la Sociedad el requisito de contrapartida líquida dispuesto en el Artículo 15, según lo establece el Artículo 5 b.1 de la mencionada normativa.

## 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 inscrita, 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.

**35. 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 2019, 2018 y 2017, 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 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 35. 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)		
		2019	2018	2017	2019	2018	2017
SGE .....	(1) (16)	26.223	26.978	13.417	-	-	12.840
SGE .....	(2) (16)	3.416	1.211	-	5.684	1.376	-
SGE .....	(3) (16)	155	282	190	657	347	191
SGE .....	(4) (16)	166	192	162	7	107	119
SGE .....	(5) (16)	475	-	-	475	-	-
SGE .....	(6) (16)	172	1.255	-	995	3.447	-
SGE .....	(7) (16)	4.417	3.535	-	361	4.149	-
Ministerio de Transporte .....	(8) (16)	2.056	3.044	840	5.923	9.192	5.402
Secretaría de Industria .....	(9) (16)	-	-	24	688	-	188
CAMMESA .....	(10)	627	3.822	4.444	6.650	18.029	17.569
CAMMESA .....	(11)	386	(444)	(316)	(3.778)	(3.272)	(2.090)
IEASA .....	(12)	5.041	4.326	698	11.994	7.600	2.920
IEASA .....	(13)	(505)	(745)	(1.591)	(462)	(1.156)	(214)
Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. ....	(14)	5.033	3.454	946	16.036	8.710	4.300
Aerolíneas Argentinas S.A. y Austral Líneas Aéreas Cielos del Sur S.A. ....	(15)	-	-	-	-	(21)	(28)

- (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) Beneficios por el reconocimiento del costo financiero generado por el diferimiento de pago de las prestadoras de servicio de distribución de gas natural y gas propano indiluido por redes.
- (6) 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.
- (7) 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.
- (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. Al 31 de diciembre de 2019, el Grupo cuenta con un saldo a favor por dicho concepto.
- (12) Venta de gas natural y prestación de servicios en los proyectos de regasificación de GNL de Escobar. Asimismo, por el período de diez meses finalizado el 31 de octubre de 2018 y por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 también incluía el proyecto de regasificación de GNL de Bahía Blanca.
- (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 14 y 20 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 34.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 33.b.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020  
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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

**YPF SOCIEDAD ANONIMA**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017**

**35. 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 2019, 2018 y 2017:

	<u>2019</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Beneficios de corto plazo para empleados <sup>(1)</sup> .....	515	337	221
Beneficios basados en acciones .....	123	55	34
Beneficios posteriores al empleo .....	22	14	10
Beneficios de terminación .....	-	-	109
	<u>660</u>	<u>406</u>	<u>374</u>

(1) No incluyen aportes patronales por 133, 66 y 50 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

**36. 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 133, 87 y 80 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

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

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 3.790, 2.141 y 1.650 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, 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.
- en su reunión de fecha 9 de mayo de 2019, resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2019-2022 con vigencia por 3 años a partir del 1° de julio de 2019 (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 493, 308 y 162 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 36. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (Cont.)

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 la Sociedad ha recomprado 411.623, 250.795 y 263.298 acciones propias emitidas por un monto de 280, 120 y 100, respectivamente, y ha liquidado a beneficiarios del plan 609.910, 538.252 y 502.996 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 2019, 2018 y 2017:

Plan 2014-2017

	2019	2018	2017
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b> .....	-	-	99.278
- Concedidas .....	-	-	6.269
- Liquidadas .....	-	-	(105.201)
- Expiradas .....	-	-	(346)
<b>Cantidad al cierre del ejercicio</b> <sup>(1)</sup> .....	-	-	-
Gasto reconocido durante el ejercicio .....	-	-	8
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares) .....	-	-	33,41

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2017.

Plan 2015-2018

	2019	2018	2017
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b> .....	-	162.051	339.459
- Concedidas .....	-	-	2.682
- Liquidadas .....	-	(155.385)	(168.814)
- Expiradas .....	-	(6.666)	(11.276)
<b>Cantidad al cierre del ejercicio</b> <sup>(1)</sup> .....	-	-	162.051
Gasto reconocido durante el ejercicio .....	-	12	26
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares) .....	-	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.

Plan 2016-2019

	2019	2018	2017
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b> .....	183.080	393.972	682.307
- Concedidas .....	-	-	-
- Liquidadas .....	(180.478)	(189.303)	(228.981)
- Expiradas .....	(2.602)	(21.589)	(59.354)
<b>Cantidad al cierre del ejercicio</b> <sup>(1)</sup> .....	-	183.080	393.972
Gasto reconocido durante el ejercicio .....	21	54	59
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares) .....	16,99	16,99	16,99

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2019, en tanto tenía 7 meses al 31 de diciembre de 2018 y entre 7 meses y 19 meses al 31 de diciembre de 2017.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 36. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (Cont.)

Plan 2017-2020

	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b> .....	375.552	644.949	-
- Concedidas .....	-	-	646.149
- Liquidadas .....	(182.445)	(193.564)	-
- Expiradas .....	(9.906)	(75.833)	(1.200)
<b>Cantidad al cierre del ejercicio</b> <sup>(1)</sup> .....	<u>183.201</u>	<u>375.552</u>	<u>644.949</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio .....	98	142	69
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares) .....	20,26	20,26	20,26

(1) El promedio de vida restante del plan es de 7 meses al 31 de diciembre de 2019, 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

	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b> .....	761.512	-	-
- Concedidas .....	-	761.512	-
- Liquidadas .....	(246.987)	-	-
- Expiradas .....	(6.067)	-	-
<b>Cantidad al cierre del ejercicio</b> <sup>(1)</sup> .....	<u>508.458</u>	<u>761.512</u>	<u>-</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio .....	212	100	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares) .....	13,60	13,60	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2019 y entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2018.

Plan 2019-2022

	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Cantidad al inicio del ejercicio</b> .....	-	-	-
- Concedidas .....	758.690	-	-
<b>Cantidad al cierre del ejercicio</b> <sup>(1)</sup> .....	<u>758.690</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Gasto reconocido durante el ejercicio .....	189	-	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares) .....	9,97	-	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2019.

Asimismo, el Plan 2019-2022 se complementó con un monto adicional en dólares, con el mismo vesting que las acciones, a pagar en pesos a tipo de cambio de la fecha de dicho vesting. Dicho complemento no tiene efectos significativos.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

## YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS  
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019, 2018 Y 2017



## 37. ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

	2019			2018			2017		
	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente <sup>(1)</sup>	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente <sup>(1)</sup>	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente <sup>(1)</sup>	Total
<b>Activo no corriente</b>									
<u>Otros créditos</u>									
Dólares estadounidenses.....	1	59,69	60	10	37,50	375	2	18,55	37
Pesos chilenos.....	-	-	-	11	0,05	1	-	-	-
Pesos bolivianos.....	14	8,58	119	-	-	-	-	-	-
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses.....	220	59,69	13.132	489	37,50	18.338	2	18,55	37
<b>Total del activo no corriente.....</b>			<b>13.311</b>			<b>18.714</b>			<b>74</b>
<b>Activo corriente</b>									
<u>Otros créditos</u>									
Dólares estadounidenses.....	276	59,69	16.474	191	37,50	7.163	165	18,55	3.061
Euros.....	4	66,85	267	2	42,84	86	5	22,28	111
Reales.....	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pesos chilenos.....	5.241	0,08	419	6.253	0,05	313	4.303	0,03	129
Yenes.....	151	0,55	83	-	-	-	-	-	-
Franco suizos.....	-	-	-	-	-	-	3	19,04	57
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses.....	939	59,69	56.030	907	37,50	34.013	380	18,55	7.049
Pesos chilenos.....	17.221	0,08	1.378	15.285	0,05	764	9.836	0,03	295
<u>Inversiones en activos financieros</u>									
Dólares estadounidenses.....	140	59,69	8.370	292	37,50	10.941	697	18,55	12.936
<u>Efectivo y equivalentes de efectivo</u>									
Dólares estadounidenses.....	723	59,69	43.172	900	37,50	33.750	526	18,55	9.757
Pesos chilenos.....	1.685	0,08	135	1.097	0,05	55	898	0,03	27
Pesos bolivianos.....	10	8,58	90	-	-	-	-	-	-
<b>Total del activo corriente.....</b>			<b>126.418</b>			<b>87.085</b>			<b>33.422</b>
<b>Total del activo.....</b>			<b>139.729</b>			<b>105.799</b>			<b>33.496</b>
<b>Pasivo no corriente</b>									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses.....	2.020	59,89	120.968	1.956	37,70	73.741	2.909	18,65	54.253
<u>Pasivos por arrendamientos</u>									
Dólares estadounidenses.....	674	59,89	40.388	-	-	-	-	-	-
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses.....	6.863	59,89	411.032	6.475	37,70	244.094	6.200	18,65	115.628
Franco suizos.....	-	-	-	-	-	-	300	19,13	5.731
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses.....	12	59,89	699	14	37,70	523	14	18,65	269
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses.....	6	59,89	359	3	37,70	113	4	18,65	75
<b>Total del pasivo no corriente.....</b>			<b>573.446</b>			<b>318.471</b>			<b>175.956</b>
<b>Pasivo corriente</b>									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses.....	59	59,89	3.555	73	37,70	2.752	57	18,65	1.063
<u>Cargas fiscales</u>									
Pesos chilenos.....	3.102	0,08	248	1.752	0,05	88	1.524	0,03	46
<u>Remuneraciones y cargas sociales</u>									
Dólares estadounidenses.....	7	59,89	406	6	37,70	226	6	18,65	112
Pesos chilenos.....	-	-	-	274	0,05	14	247	0,03	7
<u>Pasivos por arrendamientos</u>									
Dólares estadounidenses.....	357	59,89	21.384	-	-	-	-	-	-
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses.....	1.229	59,89	73.599	1.206	37,70	45.475	1.647	18,65	30.725
Pesos chilenos.....	2.993	0,08	239	-	-	-	-	-	-
Franco suizos.....	-	-	-	302	38,31	11.563	3	19,13	54
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses.....	22	59,89	1.310	12	37,70	452	125	18,65	2.331
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses.....	1.181	59,89	70.711	1.087	37,70	40.980	1.149	18,65	21.429
Euros.....	16	67,23	1.053	21	43,16	906	18	22,45	404
Pesos chilenos.....	3.744	0,08	300	2.202	0,05	110	1.826	0,03	55
Pesos bolivianos.....	7	8,58	60	-	-	-	-	-	-
Yenes.....	133	0,55	73	13	0,34	4	19	0,17	3
Franco suizos.....	-	-	-	-	-	-	3	19,13	57
<b>Total del pasivo corriente.....</b>			<b>172.938</b>			<b>102.570</b>			<b>56.286</b>
<b>Total del pasivo.....</b>			<b>746.384</b>			<b>421.041</b>			<b>232.242</b>

(1) Tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 según el BNA.

Firmado a los efectos de su identificación con  
nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159





### 38. HECHOS POSTERIORES

Con fecha 24 de enero de 2020 la Sociedad emitió las siguientes ON:

- ON Clase V denominadas y pagaderas en pesos a tasa variable (BADLAR + 5%) con vencimiento a doce meses por un monto de 2.112.
- ON Clase VI denominadas y pagaderas en pesos a tasa variable (BADLAR + 6%) con vencimiento a dieciocho meses por un monto de 2.150.
- ON Clase VII denominadas en dólares y pagaderas en pesos a tasa fija del 5% con vencimiento a doce meses por un monto de U\$S 9,9 millones.
- ON Clase XLVI Adicionales a tasa variable (BADLAR + 6%) con vencimiento en 2021 por un monto de 4.105.

Con fecha 4 de marzo de 2020 la Sociedad emitió las siguientes ON:

- ON Clase VIII denominadas y pagaderas en dólares a tasa fija del 5% con vencimiento a doce meses por un monto de U\$S 8,9 millones.
- ON Clase IX denominadas y pagaderas en dólares a tasa fija del 6% con vencimiento a veinte meses por un monto de U\$S 3,9 millones.
- ON Clase VI Adicionales a tasa variable (BADLAR + 6%) con vencimiento en julio 2021 por un monto de 2.856.

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 de 2019 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 5 de marzo de 2020 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 5 - MARZO - 2020

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 5 - MARZO - 2020  
DELOITTE & Co. S.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

GUILLERMO EMILIO NIELSEN  
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° 151.

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

RICARDO C. RUIZ  
Socio  
Contador Público U.B.A.  
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159

GUILLERMO EMILIO NIELSEN  
Presidente