



YPF SOCIEDAD ANONIMA

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021, 2020 Y 2019**

CONTENIDO

Nota	Descripción	Página
	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 flujo 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	41
5	Información por segmentos	45
6	Instrumentos financieros por categoría	48
7	Activos intangibles	52
8	Propiedades, planta y equipo	54
9	Activos por derecho de uso	58
10	Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	58
11	Inventarios	62
12	Otros créditos	62
13	Créditos por ventas	62
14	Inversiones en activos financieros	63
15	Efectivo y equivalentes de efectivo	63
16	Provisiones	63
17	Impuesto a las ganancias	69
18	Cargas fiscales	70
19	Remuneraciones y cargas sociales	71
20	Pasivos por arrendamientos	71
21	Préstamos	72
22	Otros pasivos	76
23	Cuentas por pagar	76
24	Ingresos	76
25	Costos	79
26	Gastos por naturaleza	79
27	Otros resultados operativos, netos	81
28	Resultados financieros, netos	81
29	Inversiones en Uniones Transitorias	81
30	Patrimonio	83
31	Resultado neto por acción	83
32	Asuntos relacionados con las Entidades de Maxus	84
33	Activos y pasivos contingentes	91
34	Compromisos contractuales	95
35	Principales regulaciones y otros	100
36	Saldos y transacciones con partes relacionadas	117
37	Planes de beneficios y obligaciones similares	121
38	Activos y pasivos en monedas distintas del peso	124
39	Hechos posteriores	125



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
ANSES	Administración Nacional de la Seguridad Social
ASC	Accounting Standards Codification
Asociada	Sociedad sobre la cual YPF posee influencia significativa conforme lo dispuesto por la NIC 28
BCRA	Banco Central de la República Argentina
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
CINIIF	Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera
CNDC	Comisión Nacional de 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.
Dólar	Dólar estadounidense
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
IPIM	Índice de precios internos al por mayor
IVA	Impuesto al valor agregado
LGS	Ley General de Sociedades de la República Argentina N° 19.550
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
MBtu	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
RTT	Régimen Tarifario de Transición
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
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 S.A.
YPF Perú	Subsidiaria YPF E&P Perú S.A.C.
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° 45 iniciado el 1 de enero de 2021.

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 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° 5.109, 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

30 de abril de 2021, inscripta en la Inspección General de Justicia el 5 de agosto de 2021, bajo el N° 12.049 del Libro 103 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 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS****AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021, 2020 Y 2019**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	Notas	2021	2020	2019
ACTIVO				
Activo no corriente				
Activos intangibles	7	43.014	39.119	37.179
Propiedades, planta y equipo	8	1.642.259	1.379.527	1.069.011
Activos por derecho de uso	9	53.260	44.081	61.391
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	10	156.925	107.112	67.590
Activos por impuesto diferido, netos	17	1.921	2.629	1.583
Otros créditos	12	19.549	14.657	11.789
Créditos por ventas	13	4.363	8.531	15.325
Inversiones en activos financieros	14	2.534	-	-
Total del activo no corriente		1.923.825	1.595.656	1.263.868
Activo corriente				
Activos mantenidos para su disposición		103	494	-
Inventarios	11	153.927	100.137	80.479
Activos de contratos	24	1.360	871	203
Otros créditos	12	63.259	34.369	36.192
Créditos por ventas	13	133.904	108.146	118.077
Inversiones en activos financieros	14	51.012	28.934	8.370
Efectivo y equivalentes de efectivo	15	62.678	54.618	66.100
Total del activo corriente		466.243	327.569	309.421
TOTAL DEL ACTIVO		2.390.068	1.923.225	1.573.289
PATRIMONIO				
Aportes de los propietarios		10.504	10.385	10.572
Reservas, otros resultados integrales y resultados acumulados		829.388	666.845	531.977
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante		839.892	677.230	542.549
Interés no controlante		8.226	6.165	5.550
TOTAL DEL PATRIMONIO		848.118	683.395	548.099
PASIVO				
Pasivo no corriente				
Provisiones	16	258.478	186.488	144.768
Pasivos por impuesto diferido, netos	17	185.179	119.609	97.231
Pasivos de contratos	24	-	-	294
Impuesto a las ganancias a pagar	17	3.026	3.571	3.387
Cargas fiscales	18	201	215	1.428
Remuneraciones y cargas sociales	19	3.262	3.860	-
Pasivos por arrendamientos	20	28.335	24.172	40.391
Préstamos	21	670.535	527.575	419.651
Otros pasivos	22	968	2.961	703
Cuentas por pagar	23	888	710	2.465
Total del pasivo no corriente		1.150.872	869.161	710.318
Pasivo corriente				
Provisiones	16	19.297	6.133	5.460
Pasivos de contratos	24	13.329	6.824	7.404
Impuesto a las ganancias a pagar	17	1.336	740	1.964
Cargas fiscales	18	14.671	15.764	11.437
Remuneraciones y cargas sociales	19	23.459	14.934	10.204
Pasivos por arrendamientos	20	27.287	22.098	21.389
Préstamos	21	86.680	150.731	107.109
Otros pasivos	22	3.468	9.062	1.310
Cuentas por pagar	23	201.551	144.383	148.595
Total del pasivo corriente		391.078	370.669	314.872
TOTAL DEL PASIVO		1.541.950	1.239.830	1.025.190
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO		2.390.068	1.923.225	1.573.289

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 3 - MARZO - 2022Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA



ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021, 2020 Y 2019

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

	Notas	2021	2020	2019
Resultado neto				
Ingresos	24	1.271.330	669.186	678.595
Costos	25	(1.028.180)	(626.212)	(575.608)
Resultado bruto		243.150	42.974	102.987
Gastos de comercialización	26	(101.969)	(71.835)	(49.898)
Gastos de administración	26	(45.896)	(34.490)	(24.701)
Gastos de exploración	26	(2.604)	(5.846)	(6.841)
(Deterioro) / Recupero de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos	7-8	(11.258)	6.851	(41.429)
Otros resultados operativos, netos	27	(23.253)	3.949	(1.130)
Resultado operativo		58.170	(58.397)	(21.012)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	10	26.977	13.270	7.968
Ingresos financieros	28	87.226	107.603	93.405
Costos financieros	28	(132.832)	(138.753)	(91.533)
Otros resultados financieros	28	24.060	19.849	4.162
Resultados financieros, netos	28	(21.546)	(11.301)	6.034
Resultado antes de impuesto a las ganancias		63.601	(56.428)	(7.010)
Impuesto a las ganancias	17	(64.409)	(14.589)	(26.369)
Resultado neto del ejercicio		(808)	(71.017)	(33.379)
Otros resultados integrales				
<i>Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>				
Diferencia de conversión de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos		(7.542)	(9.001)	(8.011)
Resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos ⁽¹⁾		19.525	10.154	8.953
<i>Conceptos que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>				
Diferencia de conversión de YPF		153.429	205.347	220.425
Otros resultados integrales del ejercicio		165.412	206.500	221.367
Resultado integral del ejercicio		164.604	135.483	187.988
Resultado neto del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante	257	(69.649)	(34.071)	
Interés no controlante	(1.065)	(1.368)	692	
Otros resultados integrales del ejercicio atribuibles a:				
Accionistas de la controlante	162.286	204.517	219.666	
Interés no controlante	3.126	1.983	1.701	
Resultado integral del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante	162.543	134.868	185.595	
Interés no controlante	2.061	615	2.393	
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante:				
Básico y diluido	31	0,65	(177,42)	(86,85)

(1) Resultado asociado a las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso, ver política contable en Nota 2.b.1).

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 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021, 2020 Y 2019

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



2021									
Aportes de los propietarios									
Capital suscrito	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios basados en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total	
Saldos al inicio del ejercicio	3.926	6.088	7	13	(144)	502	(647)	640	10.385
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽⁴⁾	-	-	-	-	342	-	-	-	342
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	5	7	(5)	(7)	174	(995)	598	-	(223)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2021 ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.931	6.095	2	6	372	(493)	(49)	640	10.504
Reservas					Patrimonio atribuible a				
Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio	
Saldos al inicio del ejercicio	2.007	3.700	8.934	550	721.303	(69.649)	677.230	6.165	683.395
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	342	-	342
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	(223)	-	(223)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2021 ⁽³⁾	-	(3.700)	(8.934)	(550)	-	13.184	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	162.286	-	162.286	3.126	165.412
Resultado neto	-	-	-	-	257	-	257	(1.065)	(808)
Saldos al cierre del ejercicio	2.007	-	-	-	883.589 ⁽¹⁾	(56.208)	839.892	8.226	848.118

(1) Incluye 886.921 correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de YPF, (46.234) 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 42.902 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 basados en acciones.

(3) Ver Nota 30.

(4) Ver Nota 37.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021, 2020 Y 2019 (cont.)

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



2020								
Aportes de los propietarios								
Capital suscrito	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios basados en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al inicio del ejercicio	3.924	6.085	9	16	117	177	(396)	640
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	541	-	-	541
Recompra de acciones propias en cartera	(3)	(5)	3	5	-	(550)	-	(550)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	5	8	(5)	(8)	875	(251)	-	(178)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2020	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.926	6.088	7	13	(144)	502	(647)	10.385
Reservas					Patrimonio atribuible a			
Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
Saldos al inicio del ejercicio	2.007	2.500	44.255	500	516.786	(34.071)	542.549	5.550
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	541	-
Recompra de acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	(550)	-
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	(178)	-
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2020	-	1.200	(35.321)	50	34.071	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	204.517	-	204.517	1.983
Resultado neto	-	-	-	-	(69.649)	(69.649)	(1.368)	(71.017)
Saldos al cierre del ejercicio	2.007	3.700	8.934	550	721.303 ⁽¹⁾	(69.649)	677.230	6.165

(1) Incluye 733.492 correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de YPF, (38.692) 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 26.503 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 basados en acciones.

(3) Ver Nota 37.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021, 2020 Y 2019 (cont.)

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



2019								
Aportes de los propietarios								
Capital suscrito	Ajuste del capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios basados en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Prima de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al inicio del ejercicio	3.923	6.084	10	17	115	11	(282)	640
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	493	-	-	493
Recompra de acciones propias en cartera	(4)	(6)	4	6	-	(280)	-	(280)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	5	7	(5)	(7)	(491)	446	(114)	(159)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 26 de abril de 2019	-	-	-	-	-	-	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 27 de junio de 2019	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	<u>3.924</u>	<u>6.085</u>	<u>9</u>	<u>16</u>	<u>117</u>	<u>177</u>	<u>(396)</u>	<u>10.572</u>
Reservas					Patrimonio atribuible a			
Legal	Para futuros dividendos	Para inversiones	Para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
Saldos al inicio del ejercicio	2.007	-	11.020	220	297.120	38.315	359.200	3.157
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	-	493	-	493
Recompra de acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	(280)	-	(280)
Acciones entregadas por planes de beneficios ⁽²⁾	-	-	-	-	-	(159)	-	(159)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 26 de abril de 2019	-	4.800	33.235	280	(38.315)	-	-	-
Disposiciones de la reunión de Directorio del 27 de junio de 2019	-	(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)
Saldos al cierre del ejercicio	<u>2.007</u>	<u>2.500</u>	<u>44.255</u>	<u>500</u>	<u>516.786</u> ⁽¹⁾	<u>(34.071)</u>	<u>542.549</u>	<u>548.099</u>

(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 basados en acciones.

(3) Ver Nota 37.

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 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021, 2020 Y 2019

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2021	2020	2019
Actividades operativas:			
Resultado neto	(808)	(71.017)	(33.379)
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las operaciones:</i>			
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(26.977)	(13.270)	(7.968)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	267.686	171.452	145.894
Depreciación de activos por derecho de uso	19.200	17.873	10.509
Amortización de activos intangibles	4.833	3.428	2.374
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	32.269	24.314	19.124
Cargo por impuesto a las ganancias	64.409	14.589	26.369
Aumento neto de provisiones	49.777	28.179	13.090
Deterioro / (Recupero) de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos	11.258	(6.851)	41.429
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	33.536	3.143	(5.939)
Planes de beneficios basados en acciones	342	541	493
Otros ingresos por seguros	(1.503)	(3.643)	(498)
Resultado por canje de deuda	(1.855)	2.097	-
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	(1.330)	-
Resultado por cesión de áreas	(2.034)	(12.233)	(778)
Resultado por venta de activos	(5.549)	-	-
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	10.151	35.073	(11.833)
Otros créditos	(21.921)	5.482	(13.076)
Inventarios	(27.560)	13.332	6.726
Cuentas por pagar	148	(21.039)	29.435
Cargas fiscales	(3.639)	862	(1.145)
Remuneraciones y cargas sociales	1.938	8.611	4.534
Otros pasivos	(8.168)	8.988	803
Disminución de provisiones por pago/utilización	(8.166)	(2.803)	(4.862)
Activos de contratos	(664)	(754)	445
Pasivos de contratos	6.864	526	776
Dividendos cobrados	5.073	2.616	811
Cobros de seguros por pérdida de beneficio	1.889	3.756	758
Pagos de impuesto a las ganancias	(515)	(2.706)	(6.955)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas ^{(1) (2)}	400.014	209.216	217.137
Actividades de inversión: ⁽³⁾			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(234.801)	(114.616)	(161.455)
Aportes y adquisiciones en asociadas y negocios conjuntos	-	-	(4.826)
Cobros por ventas de activos financieros	38.624	38.332	957
Pagos por adquisición de activos financieros	(56.009)	(46.762)	-
Intereses cobrados de activos financieros	3.694	18	1.063
Cobros por cesión de áreas y ventas de activos	4.500	13.867	382
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(243.992)	(109.161)	(163.879)
Actividades de financiación: ⁽³⁾			
Pagos de préstamos	(161.016)	(174.913)	(93.456)
Pagos de intereses	(58.454)	(60.681)	(41.606)
Préstamos obtenidos	97.420	139.018	97.351
Recompra de acciones propias en cartera	-	(550)	(280)
Pagos por arrendamientos	(28.526)	(23.290)	(15.208)
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(83)	(696)	(583)
Dividendos pagados	-	-	(2.300)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(150.659)	(121.112)	(56.082)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	2.697	9.575	22.896
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	8.060	(11.482)	20.072
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	54.618	66.100	46.028
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	62.678	54.618	66.100
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	8.060	(11.482)	20.072

(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 10.853, 11.101 y 11.184 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente, 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:

	2021	2020	2019
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo pendientes de cancelación	36.371	17.691	24.909
Costos de abandono de pozos de hidrocarburos	3.349	(13.918)	1.172
Altas de activos por derecho de uso	27.745	11.421	39.779
Capitalización de depreciación de activos por derecho de uso	4.166	3.789	2.021
Capitalización de actualizaciones financieras de los pasivos por arrendamientos	1.020	967	311
Capitalización en asociadas y 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 3 - MARZO - 2022Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021, 2020 Y 2019**

(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)

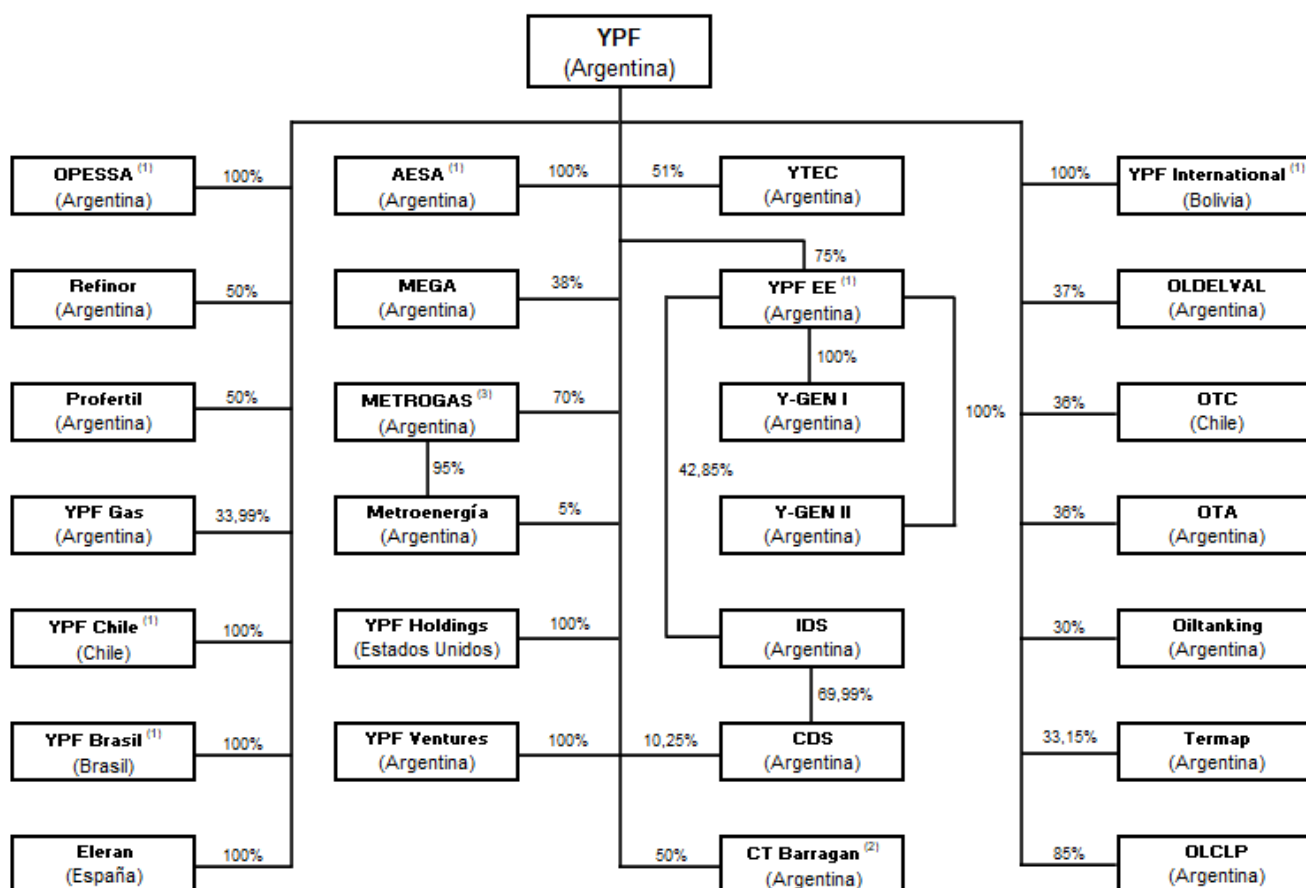
**1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO**Información general

YPF S.A. ("YPF" o la "Sociedad") 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 (el "Grupo") 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, Downstream y Gas y Energía 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 2021:



(1) Tenencia directa e indirecta.

(2) Ver Nota 3.

(3) Ver Nota 35.c.3).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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



1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO (cont.)

Organización del negocio

Al 31 de diciembre de 2021 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 2021 se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB" por sus siglas en inglés).

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 2020 y 2019 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 3 de marzo de 2022.

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 corrientes (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 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

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 29 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 bases 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 requieran 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 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 3 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 según se menciona en el Nota 2.b.1), 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. Por el 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.

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. 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 la 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 dólar 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 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

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 estados financieros presentados se convierten al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cada estados financiero 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 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 2 categorías:

- Activos financieros a costo amortizado

Los activos financieros se miden a costo amortizado sólo si se cumplen las 2 condiciones siguientes: (i) el objetivo del modelo de negocio 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 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.

- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Si no se cumpliera alguno de los 2 criterios mencionados más arriba, el activo financiero se clasifica como un activo medido a valor razonable con cambios en resultados.

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 la transacción. Estos activos devengan 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 la transacción se reconocen como gastos 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 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 un 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:

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 de transporte de hidrocarburos por períodos similares a los plazos de las concesiones de explotación otorgadas (ver Nota 35.a)). En virtud de la Ley N° 26.197, los gobiernos provinciales 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 SE para oleoductos y derivados de petróleo, y por el ENARGAS para gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos e instalaciones asociadas se revierten al Estado Argentino sin ningún pago al titular.

Dentro de lo mencionado precedentemente, la Ley de Privatización otorgó a la Sociedad las concesiones de transporte por 35 años en relación con las instalaciones de transporte que operaba Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 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.

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, neto 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.

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 y/o gas. 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 15 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 2021, 2020 y 2019.

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

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

Los acuerdos conjuntos son acuerdos contractuales mediante los cuales el Grupo y otra parte o partes poseen el control conjunto de dicho acuerdo. De acuerdo a lo establecido por la NIIF 11 "Acuerdos conjuntos" y la NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos", las inversiones en las cuales 2 o más partes tienen el control conjunto (definido como "acuerdo conjunto") deben ser clasificadas en cada caso como operación conjunta (cuando las partes que tienen el control conjunto tienen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos relacionados al acuerdo conjunto) o negocio conjunto (cuando las partes que ejercen el control conjunto tienen los derechos sobre los activos netos del acuerdo conjunto). Considerando dicha clasificación, las operaciones conjuntas deben ser consolidadas proporcionalmente, mientras que los negocios conjuntos son registrados por el método del valor patrimonial proporcional.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

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 bases 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).

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:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

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

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

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

Actividades de producción de petróleo y gas

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

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

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

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

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

Las depreciaciones se adecúan por los cambios en las estimaciones de las reservas probadas de petróleo crudo y gas con posterioridad a la fecha de exteriorización de dichos cambios. El Grupo efectúa las revisiones de las estimaciones de reservas al menos una vez al año. Adicionalmente, las estimaciones de reservas son auditadas por ingenieros independientes externos de petróleo y gas sobre la base de un plan de rotación de 3 años.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 de hidrocarburos

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 de hidrocarburos. 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 de hidrocarburos 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: (i) se trata de mejoras en la capacidad y seguridad de planta (u otro activo productivo); (ii) se previene o limita la contaminación ambiental; o (iii) 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 y activos contingentes

El Grupo distingue entre:

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 la provisión 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 la provisión 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 16.

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 posibles y significativos, conforme a los requerimientos de la NIC 37 "Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes". Ver Nota 33.b).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

Activos contingentes

Son aquellos activos posibles que surgen de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control del Grupo, son reconocidos en el momento que la realización del ingreso resulta prácticamente cierta, en cuyo momento dejan de ser de carácter contingente. Consecuentemente, los activos contingentes no se reconocen en los estados financieros, sino que los mismos son informados en Nota en la medida que sea probable y significativa la entrada de beneficios económicos, conforme a los requerimientos de la NIC 37 "Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes". Ver Nota 33.a).

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

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

En relación con ciertas provisiones y pasivos y activos 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 haber sufrido un deterioro o recupero.

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:

- 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.

- Segmento de Gas y Energía

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

- 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.

- Administración central y otros

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

Esta agregación es el mejor reflejo de la forma en que actualmente el Grupo toma sus decisiones de gestión de sus activos 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

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 evaluar 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 del 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 del segmento 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 del segmento de Upstream.

Los flujos de efectivo de los negocios de los segmentos de Downstream y de 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 5 años, considerando en el último período una renta anual, en función de la vida útil prolongada de los activos de estas 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 el mismo, todo ello teniendo en cuenta también las estimaciones y juicios realizados por la Dirección de la Sociedad.

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

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 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.

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 del desempeño, y se abonan en efectivo.

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 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 3 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 efectos contables, la Sociedad registra los efectos de los planes de acuerdo con los lineamientos de la NIIF 2 “Pagos basados en acciones”:

- Para los pagos basados en acciones que se liquidan en instrumentos de patrimonio, se reconoce un gasto de forma lineal durante el período de servicio, con base en la estimación del Grupo de la cantidad de instrumentos de capital que eventualmente se otorgarán considerando el valor razonable de las mismas a la fecha de la concesión del plan con contrapartida a una cuenta en el patrimonio denominada “Planes de beneficios basados en acciones”. En cada fecha de presentación, el Grupo revisa su estimación del número de instrumentos de patrimonio que espera se otorguen como resultado del efecto de las condiciones de otorgamiento estipuladas en el plan.
- Para los pagos basados en acciones que se liquidan en efectivo, se reconoce un pasivo por los bienes o servicios adquiridos, medidos inicialmente al valor razonable del pasivo. En cada fecha de presentación hasta que se liquida el pasivo, y en la fecha de liquidación, se vuelve a medir el valor razonable del pasivo, y cualquier cambio en dicho valor se reconoce en los resultados del ejercicio.

2.b.11) Criterio de reconocimiento de ingresos

Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes

De acuerdo con la NIIF 15 “Ingresos de Actividades Ordinarias procedentes de Contratos con Clientes”, 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 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.

De acuerdo con los requerimientos de la NIIF 15, los ingresos se desglosan 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":

- Plan GasAr, beneficios por el Programa de Estímulo a la Inyección excedente de Gas Natural y por el Programa Resolución 46. Ver Nota 35.d.1).

Consisten en compensaciones económicas para las empresas comprometidas en incrementar sus respectivas producciones de gas. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro "Ingresos" en el estado de resultados integrales.

- Compensaciones por suministro de gasoil 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 gasoil 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 1 de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019, que fue recuperado a partir de las facturas emitidas desde el 1 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.

- 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. Los incentivos mencionados han sido incluidos en el rubro "Ingresos" en el estado de resultados integrales.

- 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.

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. Ver Nota 35.c.1).

- 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, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 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

El Grupo contabiliza sus arrendamientos de acuerdo con la NIIF 16 "Arrendamientos".

El modelo se basa en la definición de arrendamiento, la cual se relaciona principalmente con el concepto de control. NIIF 16 distingue entre contratos de arrendamientos 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.

El Grupo reconoció activos por derechos de uso y pasivos por arrendamientos por 23.059 el 1 de enero de 2019, fecha de aplicación inicial de la NIIF 16, en el estado de situación financiera medidos al valor presente de los pagos futuros.

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.

El Grupo como arrendatario

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

- Activos por derecho de uso, cuyo costo incluye:
 - (i) el importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento;
 - (ii) 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;
 - (iii) los costos directos iniciales incurridos por el arrendatario; y
 - (iv) 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.

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 haber sufrido un deterioro, 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).

Los contratos de arrendamientos 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 equipos de perforación, workover y bombas de extracción. Estos contratos tienen una duración promedio de 3 a 5 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 3 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;

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

- (ii) equipamiento de regasificación y licuefacción de gas. Estos contratos tienen una duración promedio de 6 años estableciendo un mínimo garantizado en función de la disponibilidad de estos activos.
- Equipos de transporte, los cuales incluye:
 - (i) buques y barcasas para el transporte de hidrocarburos, cuyos contratos tienen una duración promedio de 3 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 3 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 20 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 4 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 gastos 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 corresponde 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.

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.

Pasivos por arrendamientos medidos como la sumatoria de los pagos futuros por arrendamiento, descontados. Dada la complejidad para 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 por penalidades por terminar el arrendamiento, si el período del arrendamiento refleja que el Grupo ejercerá la 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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 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.

El Grupo como arrendador

El Grupo no posee activos arrendados a terceros significativos.

2.b.13) Resultado neto por acción

El resultado neto por acción básico es calculado dividiendo el resultado neto del ejercicio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante por el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio, netas, de corresponder, de las recompras realizadas según se menciona en la Nota 31.

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 basados 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 31.

2.b.14) Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable neto de los costos de la 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 la 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

Al cierre de los presentes estados financieros consolidados, los pasivos financieros medidos 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

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.

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.

El marco regulatorio referido al impuesto a las ganancias se describe en la Nota 35.e).

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

Las regalías (ver Nota 35.a.1)) 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 y productos agrícolas que se detallan en la Nota 35.f).

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

Planes de beneficios basados en acciones

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

Costo de adquisición de acciones propias

Corresponde al costo incurrido en la adquisición de las acciones propias que la Sociedad mantiene en cartera (ver Nota 31). En virtud de las disposiciones de la Resolución General N° 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.

Primas 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 2021, 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 basados en acciones descritos en la Nota 2.b.10).

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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, 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 2021, el Grupo concertó operaciones de compra a término de dólares y granos y no aplicó la contabilización de cobertura.
- Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, el Grupo concertó operaciones de compra a término de dólares y granos y no aplicó la contabilización de cobertura.
- 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.

Los resultados generados por 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.

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 subagrupan en base a determinadas características especiales indicativas de la capacidad de devolución del crédito tales como i) atrasos en los 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 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.

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 3 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 compañía adquirida. El Grupo medirá la participación no controlante en la compañía adquirida a valor razonable o a la participación proporcional de los activos netos identificables de la compañía 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.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 2021 y 2020, el Grupo clasificó ciertos activos de propiedades, planta y equipo como activos mantenidos para su disposición.

Al 31 de diciembre de 2019, no existieron activos mantenidos para su disposición.

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 estén 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.

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 resumen las normas o interpretaciones emitidas por el IASB cuya aplicación resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados, así como también aquellas cuya aplicación no resulta obligatoria a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados y por lo tanto no han sido adoptadas por el Grupo.

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

- **Modificaciones a la NIIF 16 - Reducciones del alquiler relacionadas con el COVID-19**

En mayo de 2020 el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados a partir del 1 de junio de 2020, permitiendo su aplicación anticipada.

Un arrendatario podrá elegir contabilizar los cambios en los pagos por arrendamiento como consecuencia del COVID-19, procedentes de las reducciones del alquiler de la misma forma que contabilizaría el cambio aplicando la NIIF 16 como si dicho cambio no fuera una modificación del arrendamiento.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 opción aplica únicamente a las reducciones del alquiler que ocurran como consecuencia directa del COVID-19 y sólo si se cumplen las siguientes condiciones:

- El cambio en los pagos por arrendamiento da lugar a la revisión de la contraprestación por el arrendamiento que es sustancialmente la misma, o menor, que la contraprestación por el arrendamiento inmediato anterior al cambio;
- cualquier reducción en los pagos por arrendamiento afecta únicamente los pagos originalmente vencidos hasta el 30 de junio de 2021 (por ejemplo, una reducción del alquiler cumpliría esta condición si diera lugar a una reducción de los pagos por arrendamiento hasta el 30 de junio de 2021 y a un incremento en los pagos por arrendamiento que se prolongue más allá del 30 de junio de 2021); y
- no existe un cambio sustancial en los otros términos y condiciones del arrendamiento.

El Grupo no ha hecho uso de la opción mencionada.

• Modificaciones a las NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 17 y NIIF 16 - Reforma de la tasa de interés de referencia parte 2.

En agosto de 2020 el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2021, permitiendo su aplicación anticipada.

El objetivo de estas modificaciones es proporcionar a las entidades soluciones prácticas para tratar los efectos de la transición a las tasas de interés de referencia alternativas, cuando generan cambios en los flujos de efectivo contractuales o en las relaciones de cobertura.

Las modificaciones emitidas tienen lugar en las siguientes áreas clave:

- Activos financieros, pasivos financieros y pasivos por arrendamientos: Se emitió una solución práctica para los activos y pasivos financieros medidos a costo amortizado, que se vean modificados como consecuencia directa de la reforma de las tasas de interés de referencia interbancarias. Como solución práctica, el IASB establece que no se traten estas modificaciones de acuerdo con el tratamiento que establece NIIF 9 para las modificaciones de los flujos contractuales, sino que se aplique el tratamiento que se indica en dicha norma para los activos y pasivos a tasa variable. Este tratamiento comprende la reestimación prospectiva de estos instrumentos financieros a la tasa de interés efectiva actualizada. Para ello, se exige que la modificación sea consecuencia directa de la reforma de tasas y la base utilizada para determinar los flujos de efectivo sea económicamente equivalente a la base inmediata anterior al reemplazo de la tasa. Para los pasivos por arrendamientos actualizados en función a una tasa que está siendo reemplazada por una tasa alternativa, se propone un tratamiento similar.
- Coberturas: El IASB emitió soluciones prácticas adicionales a las emitidas en la parte 1, de tal manera que la reforma de la tasa de interés de referencia no genere la interrupción de la contabilidad de cobertura ni la designación de una nueva relación de este tipo. Son las relaciones de cobertura (y la documentación relacionada) que deben modificarse para reflejar los efectos en i) la partida cubierta, ii) el instrumento de cobertura, y iii) el riesgo cubierto. Cualquier ajuste de valuación resultante de las modificaciones se reconoce como parte de la ineficacia.
- Revelación: Se requiere información que permita al usuario comprender la naturaleza y alcance de los riesgos a los que está expuesta la entidad y la manera en que se gestionan dichos riesgos, generados por la reforma de las tasas de interés de referencia interbancarias. También se requiere informar sobre el progreso y gestión de la transición a las tasas de referencia alternativas.

La adopción de las modificaciones mencionadas no ha tenido un efecto en los estados financieros consolidados del Grupo, debido a que no dispuso de instrumentos financieros significativos sujetos a este tipo de tasas durante el ejercicio informado.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

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

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

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

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

- **Modificaciones a la NIC 1 - Clasificación de pasivos**

En enero de 2020 el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 referentes a la clasificación de pasivos en corrientes y no corrientes, que resultan aplicables retroactivamente para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2022 (fecha que fue prorrogada al 1 de enero de 2023), permitiendo su aplicación anticipada.

Las modificaciones aclaran que la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes:

- Debe basarse en los derechos existentes al final del período sobre el que se informa a diferir la liquidación en al menos 12 meses y hacer explícito que sólo los derechos vigentes “al final del período de informe” deberían afectar la clasificación de un pasivo.
- No se ve afectada por las expectativas sobre si una entidad ejercerá su derecho a diferir la liquidación de un pasivo.

También aclara que la liquidación se refiere a la transferencia a la contraparte de efectivo, instrumentos de patrimonio, u otros activos o servicios.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros, si bien se encuentra en proceso de evaluación.

- **Modificaciones a la NIC 16 - Producto obtenido antes del uso previsto**

En mayo de 2020 el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo su aplicación anticipada.

Tras la modificación a la NIC 16, una entidad no podrá deducir del costo de un elemento del rubro “Propiedades, planta y equipo” cualquier ingreso recibido de la venta de productos obtenidos durante el proceso de preparación del activo para su uso previsto. Los ingresos de la venta de tales productos o muestras, junto con los costos de producción, se reconocerán en los resultados integrales del período que corresponda. Las entidades revelarán por separado los montos de estos ingresos y costos que no son provenientes de las actividades ordinarias de la entidad.

La modificación también aclara que un elemento de propiedades, planta y equipo se encuentra en dicho proceso de preparación y prueba cuando se está evaluando el rendimiento técnico y físico del activo. Por lo tanto, un activo podría ser capaz de operar según lo previsto por la Gerencia y consecuentemente estar sujeto a depreciación antes de que haya alcanzado el nivel de desempeño operativo esperado por la misma.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros, de acuerdo con las variables presentes al cierre del ejercicio.

- **Modificaciones a la NIC 37 - Contratos onerosos**

En mayo de 2020 el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo su aplicación anticipada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

La modificación aclara el significado de “costos para cumplir un contrato” al evaluar la onerosidad de un contrato. El costo directo de cumplir un contrato comprende tanto los costos incrementales de cumplir ese contrato (por ejemplo, mano de obra directa y materiales), como también una asignación de otros costos que se relacionan directamente con el cumplimiento de los contratos (por ejemplo, una asignación del cargo por depreciación para un elemento de propiedades, planta y equipo utilizado para cumplir dicho contrato).

La modificación también aclara que una entidad debe reconocer cualquier pérdida por deterioro que haya ocurrido en los activos utilizados para cumplir el contrato antes de registrar una pérdida por onerosidad, y que al determinar dicha onerosidad debe considerarse la obligación presente bajo un contrato existente, por lo que no reconoce pérdidas operativas futuras.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros, de acuerdo con las variables presentes al cierre del ejercicio.

• Modificaciones a la NIIF 3 - Referencia al Marco Conceptual

En mayo de 2020 el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo su aplicación anticipada.

Tras la actualización de la referencia que la norma hace al Marco Conceptual 2018 sobre la definición de los conceptos de activos y pasivos en una combinación de negocios, su aplicación podría cambiar los activos y pasivos que cumplen los requisitos para su reconocimiento en una combinación de negocios. En algunos de estos casos, la contabilización posterior a la adquisición requerida por otras normas NIIF podría llevar a la baja inmediata en cuentas de activos o pasivos reconocidos en una combinación de negocios, dando lugar a las denominadas “ganancias o pérdidas del día 2” que no representan una ganancia o pérdida económica.

Para subsanar dicha situación, la nueva excepción en la NIIF 3 para pasivos y pasivos contingentes especifica que, para algunos tipos de pasivos y pasivos contingentes, una entidad que aplique la NIIF 3 debería referirse a la NIC 37 “Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes”, o CINIIF 21 “Gravámenes”, en lugar del Marco Conceptual 2018. También se ha aclarado que la adquirente no debe reconocer los activos contingentes en la fecha de adquisición tal como se define en la NIC 37.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto en sus estados financieros.

• Modificaciones a la NIC 1 y documento de la Práctica 2 - Revelación de políticas contables

En febrero de 2021 el IASB emitió las siguientes modificaciones a la NIC 1, relacionadas con la revelación de las políticas contables materiales que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2023, permitiendo su aplicación anticipada:

- Reemplaza el término de políticas contables significativas por políticas contables materiales.
- Agrega lineamientos y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a identificar las políticas contables materiales que deben ser reveladas.
- Establece que las políticas contables pueden ser materiales independientemente de la magnitud de las cifras involucradas, por lo que debe analizarse su naturaleza y otras condiciones como por ejemplo si se relacionan con el entendimiento integral de otra política contable considerada material.
- Establece que, si la entidad revela políticas contables consideradas no materiales, esa revelación no debe inducir a confusión.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros.

• Modificaciones a la NIC 8 - Definición de estimaciones contables

En febrero de 2021 el IASB emitió modificaciones a la NIC 8 relacionadas con la definición de estimaciones contables, que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2023 sobre los cambios en las políticas contables o estimaciones contables ocurridos a partir de esa fecha, permitiendo su aplicación anticipada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

Las modificaciones incluyen la definición del concepto de estimaciones contables a fin de ayudar a las entidades a distinguir entre políticas contables y estimaciones contables, dado que la definición anterior se entrelazaba con la definición de política contable y podía inducir a error, definiendo a las estimaciones contables como “cifras monetarias en los estados financieros sujetas a incertidumbre”.

Clarifica que los cambios en las estimaciones contables significan una aplicación prospectiva, y que si dichos cambios están basados tanto en la obtención de nueva información no susceptible de ser obtenida al momento de la medición anterior, como en cambios que sufrieron las variables utilizadas en dicha estimación, no debe tratarse como la corrección de un error.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros.

• **Modificaciones a la NIIF 16 - Reducciones del alquiler relacionadas con el COVID-19 posteriores a junio de 2021**

En marzo de 2021 el IASB emitió modificaciones que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de abril de 2021, permitiendo su aplicación anticipada.

Un arrendatario podrá elegir contabilizar los cambios en los pagos por arrendamiento como consecuencia del COVID-19 procedentes de las reducciones del alquiler, de la misma forma que contabilizaría el cambio aplicando la NIIF 16 como si dicho cambio no fuera una modificación del arrendamiento.

Esta opción aplica únicamente a las reducciones del alquiler que ocurran como consecuencia directa del COVID-19 y sólo si se cumplen las siguientes condiciones:

- el cambio en los pagos por arrendamiento da lugar a la revisión de la contraprestación por el arrendamiento que es sustancialmente la misma, o menor, que la contraprestación por el arrendamiento inmediata anterior al cambio;
- cualquier reducción en los pagos por arrendamiento afecta únicamente los pagos originalmente vencidos hasta el 30 de junio de 2022 (por ejemplo, una reducción del alquiler cumpliría esta condición si diera lugar a una reducción de los pagos por arrendamiento hasta el 30 de junio de 2022 y a un incremento en los pagos por arrendamiento que se prolongue más allá del 30 de junio de 2022); y
- no existe un cambio sustancial en los otros términos y condiciones del arrendamiento.

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros.

• **Modificaciones a la NIC 12 - Impuesto diferido relacionado con activos y pasivos que surgen de la misma transacción**

En mayo de 2021 el IASB emitió modificaciones a la NIC 12 relacionadas con el reconocimiento inicial del impuesto diferido en aquellas transacciones en las que se reconocen un activo y un pasivo simultáneamente, que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2023.

Las modificaciones introducen una excepción al aplicar la exención de reconocimiento inicial con especificaciones sobre cómo las entidades deben contabilizar el impuesto a las ganancias y el impuesto diferido en aquellas transacciones en las que se reconocen un activo y un pasivo iniciales que generan al mismo tiempo partidas temporarias deducibles e impositivas por la misma cuantía. Por consiguiente, en aquellos casos en donde se reconocen un activo y un pasivo, por ejemplo relacionados con arrendamientos y obligaciones de abandono o desmantelamiento, se requiere el reconocimiento del impuesto diferido generado por dichas transacciones.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, si bien el Grupo se encuentra en proceso de evaluar el impacto completo de la aplicación de estas modificaciones en sus estados financieros, se puede anticipar un eventual efecto material de exposición en las partidas que conforman los activos y pasivos impositivos diferidos, como consecuencia de agrupar las partidas según su naturaleza. No es intención del Grupo aplicar anticipadamente las modificaciones a esta norma.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 2018-2020

En mayo de 2020 el IASB emitió el ciclo de mejoras anuales 2018-2020 que resultan aplicables para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo su aplicación anticipada.

A continuación, se resumen las principales normas modificadas y objeto de las mismas:

Norma	Objeto de la modificación	Detalle
NIIF 1 "Adopción por primera vez de NIIF"	La subsidiaria como una entidad que adopta por primera vez las normas NIIF	Cuando una subsidiaria adopta por primera vez las NIIF en una fecha posterior a su controlante, tiene como opción medir sus activos y pasivos de acuerdo con cómo los midió su controlante en el estado financiero consolidado, basados en la fecha de transición a NIIF de la controlante (sin considerar ajustes de consolidación y para los efectos de la combinación de negocios por la que la controlante adquirió a la subsidiaria). Tras la modificación, esta excepción se hace extensiva a las diferencias de conversión acumuladas. Una elección similar puede ser hecha por una asociada o negocio conjunto.
NIIF 9 "Instrumentos Financieros"	Conceptos incluidos en la prueba del "test del 10%" para la baja en cuentas de pasivos financieros	Una entidad debe dar de baja el pasivo financiero original y reconocer un nuevo pasivo financiero cuando, entre otros requisitos, hay una modificación sustancial en los términos contractuales originales. Los términos son sustancialmente diferentes si el valor presente descontado de los flujos de efectivo bajo los nuevos términos que utilizan la tasa de interés efectiva original es al menos un 10% diferente del valor presente descontado de los flujos de efectivo restantes del original, incluida en dicha prueba cualquier concepto pagado neto. La modificación aclara que al determinar ese valor se incluyen sólo los conceptos pagados o recibidos entre el prestatario y el prestamista, incluyendo los pagados o recibidos por uno u otro en nombre del otro.
NIIF 16 "Arrendamientos"	Ejemplo ilustrativo - Incentivos al arrendamiento	Se elimina del Ejemplo Ilustrativo 13, el reembolso relacionado con las mejoras en la propiedad arrendada.
NIC 41 "Agricultura"	Impuestos en la determinación del valor razonable	Se modificó el párrafo 22 para eliminar el requisito de excluir de los flujos de efectivo los impuestos al medir el valor razonable a fin de alinear los requisitos de la NIC 41 sobre medición del valor razonable con los requisitos de la NIIF 13 "Medición del valor razonable".

El Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros.

Adicionalmente se han emitido modificaciones a la NIIF 4 y NIIF 17 "Contratos de seguro", las cuales no fueron incluidas por no ser de aplicación para el Grupo ya que no desarrolla actividades afines.

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

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) y 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 del gas natural por la Norma 4-10 (a) de la Regulación S-X de la SEC.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 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 medioambiente 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 medioambiente. Dichas leyes y regulaciones podrían, entre otras cosas, imponer sanciones por el costo de limpieza de la contaminación y daños al medioambiente 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 medioambiente 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 costos adicionales, si los hubiere, en los que 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. Ver Nota 17.

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 las Notas 2.b.8) y 2.b.9).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

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 estimaciones 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 estimaciones 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 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 ésta 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 con los contratos y regulaciones vigentes y al pronóstico de oferta y demanda del mercado.

En relación con el mercado de gas, en los últimos años se establecieron incentivos para incrementar la inyección total de gas natural. 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, lo cual generó una caída en la producción de gas debido a la falta de incentivos para desarrollar proyectos. Consecuentemente, el 16 de noviembre de 2020 el Gobierno Nacional publicó en el BO el Plan GasAr con el objetivo de viabilizar inversiones para aumentar la producción de gas natural en todas las cuencas del país y satisfacer las necesidades de hidrocarburos del mercado doméstico. En el marco de dicho Plan, YPF asumió compromisos de producción de gas en la Cuenca Neuquina. Ver Nota 35.d.1).

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 (30.421 netos del impuesto a las ganancias) generado, entre otros, por la caída de los precios del gas (y líquidos) debido a la situación que atravesaba este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas, a nivel local. Lo mencionado precedentemente impactó 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 de 139.361.

Durante el año 2020 el Grupo ha monitoreado permanentemente las perspectivas en los negocios donde opera. En particular, en el mercado local de gas natural se observa una reducción en el precio de venta del gas natural en el mercado doméstico que se profundizó a partir del segundo trimestre de 2020, principalmente a partir de los menores precios de venta a las distribuidoras y menores precios obtenidos en las subastas de gas al canal usinas.

En el segundo trimestre del 2020, en base a los antecedentes y a la metodología mencionada precedentemente, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo principalmente para la UGE Gas - Cuenca Neuquina de 49.170 (36.877 netos del impuesto a las ganancias) y para la UGE Gas - Cuenca Austral de 8.126 (6.095 netos del impuesto a las ganancias), generado principalmente por una reducción esperada en los precios del gas debido a la situación que atravesaba este mercado tanto a nivel mundial como, por dinámicas específicas mencionadas anteriormente, a nivel local.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

Posteriormente, durante el cuarto trimestre de 2020, a partir fundamentalmente del lanzamiento del Plan GasAr mencionado precedentemente, se modificaron las expectativas vinculadas con el desarrollo de proyectos de gas en la Cuenca Neuquina. En dicho trimestre de 2020 el Grupo reconoció una reversión en el cargo por deterioro del valor de sus activos para la UGE Gas - Cuenca Neuquina de 58.463 (43.848 neto del impuesto a las ganancias) y UGE Gas - Cuenca Austral de 7.706 (5.780 neto del impuesto a las ganancias). Los motivos de la reversión se basan principalmente en el aumento de la producción esperada de gas natural y en menor medida por la reducción en los costos de producción. La tasa de descuento después de impuestos utilizada al 31 de diciembre de 2020 ha sido del 12,85% para el año 2021 y del 13,12% para el año 2022 en adelante, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Gas - Cuenca Neuquina y la UGE Gas - Cuenca Austral de 192.197 y 16.036, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2021, en base a la evolución de las variables y la metodología mencionada precedentemente, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de las propiedades, planta y equipo para la UGE Gas - Cuenca Austral de 9.776 (6.354 neto del impuesto a las ganancias) generado por la menor producción esperada a partir del comportamiento de los campos y por incrementos en los costos de producción. La tasa de descuento después de impuestos utilizada al 31 de diciembre de 2021 ha sido del 14,08%, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Gas - Cuenca Austral de 13.834.

Por otro lado, el valor contable de los activos netos de la UGE Gas - Cuenca Neuquina asciende a 249.884 y se aproxima a su valor recuperable al 31 de diciembre de 2021, por lo tanto, el Grupo no reconoció cargos por deterioros o reversiones de deterioros previos al ejercicio finalizado en dicha fecha, motivado principalmente por el cumplimiento del Plan GasAr en dicha Cuenca.

Consideraciones respecto al COVID 19 y el entorno económico actual

Desde el comienzo de 2020, se ha producido el brote de un virus (COVID-19) que causa infecciones respiratorias potencialmente mortales y que afecta negativamente la demanda de productos refinados en aquellas geografías donde se tomaron medidas relevantes para controlar la propagación del virus provocando una menor demanda global de productos refinados y una volatilidad anormalmente grande en los mercados de este commodity.

A partir del tercer trimestre de 2020, tras la flexibilización de las restricciones a la movilidad y a determinadas actividades, se observó el inicio de un proceso de recuperación gradual a cierta normalidad en el funcionamiento social y económico del país, y consecuentemente, un repunte en la demanda de combustibles, la cual se había reducido significativamente en los inicios de la pandemia. Dicha recuperación se aceleró en el ejercicio 2021, pese a algunos períodos en los que debieron reforzarse algunas restricciones a la movilidad. Para el mes de diciembre de 2021, en base a la recuperación mencionada de la actividad, el volumen de ventas de naftas y gasoil se encuentra por encima de los niveles previos a la pandemia de COVID-19.

No obstante, debido a las incertidumbres inherentes a la escala y duración de estos eventos por la aparición de nuevas cepas y el aumento de los contagios, pese al avance en la vacunación de la población contra el COVID -19, y sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar el impacto final que podría tener esta pandemia en la economía mundial y sus mercados financieros, en la economía argentina y, en consecuencia, en los resultados de las operaciones, los flujos de efectivo y la posición financiera del Grupo, entre otros.

De acuerdo con lo mencionado precedentemente, la valoración de ciertos activos y pasivos está sujeta a un mayor nivel de incertidumbre, motivo por el cual el entorno económico actual fue considerado en la evaluación de las estimaciones y juicios contables tal como se menciona en la presente Nota.

Empresa en funcionamiento

La Dirección de la Sociedad considera apropiado adoptar la base contable de empresa en marcha para la presentación y valuación de los presentes estados financieros consolidados.

2.d) Información comparativa

Los saldos al 31 de diciembre de 2020 y 2019 que se exponen a efectos comparativos surgen de los estados financieros consolidados a dichas fechas. Asimismo, se han realizado ciertos desgloses adicionales de información no significativos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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

Adquisición de la Central Térmica Ensenada de Barragán

El 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 567 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 847 MW.

Cabe destacar que las medidas tomadas por el Gobierno Nacional para contener la propagación del COVID-19 han afectado el avance de la ejecución de las obras mencionadas precedentemente, dilatando el plazo de habilitación comercial previsto originalmente. El plazo de ejecución de dichas obras podría verse afectado nuevamente en el futuro por las medidas impuestas en relación con la evolución de la situación sanitaria en Argentina debido a la pandemia de COVID-19.

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 ascendió 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 ("VRD") 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 S.A. de la posición contractual del carácter de fiduciante del Fideicomiso, cuya deuda en VRD (excluyendo la cantidad de VRD a ser adquiridos conjuntamente por CT Barragán S.A.) ascendió aproximadamente a US\$ 229 millones, cuyo repago se estima será abonado con el flujo de la CTEB.

El 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 S.A. Cada accionista realizó un aporte de capital de US\$ 100 millones a CT Barragán S.A., 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 S.A. 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 S.A. 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 S.A. al 26 de junio de 2019, luego de considerar el ajuste de precio por US\$ 10 millones:

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

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 S.A. contó con la asistencia de un valuador externo. Adicionalmente, CT Barragán S.A. 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 descripto, CT Barragán S.A. no ha identificado activos intangibles separados que deban ser reconocidos en relación con la adquisición del negocio.

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 del 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 sólo 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 los tipos de cambio, en las tasas de interés 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, la divisa que genera la mayor exposición en términos de efectos en resultados es el peso (la moneda de curso legal en Argentina).

Asimismo, en base a las restricciones dispuestas por el BCRA para el acceso al mercado de cambios, particularmente a partir de la publicación de la Comunicación "A" 7.030 (ver Nota 35.g)), el Grupo ha ido reduciendo la porción de su efectivo y equivalentes de efectivo nominada en monedas distintas al peso y, en consecuencia, el mismo puede verse afectado en caso de modificaciones en el tipo de cambio, lo que motivó una estrategia activa en la administración de la liquidez del Grupo y la operación con instrumentos financieros derivados como cobertura siguiendo la política contable definida en la Nota 2.b.17).

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 principalmente con la exposición de sus activos y pasivos financieros nominados en pesos al 31 de diciembre de 2021:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 2021, 2020 Y 2019****4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)**

	Incremento (+) / Disminución (-) del tipo de cambio del peso respecto del dólar	Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021
Efecto en el resultado antes de impuesto a las ganancias correspondiente a activos y pasivos financieros	+10% -10%	(2.235) 2.235

Durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2021 el tipo de cambio correspondiente al peso respecto del dólar sufrió una variación del 22%.

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 a los ingresos o gastos 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 2021, según el tipo de tasa aplicable:

	Activos financieros ⁽¹⁾	Pasivos financieros ⁽²⁾
Tasa de interés fija	60.948	713.791
Tasa de interés variable	190	43.424
Total ⁽³⁾	61.138	757.215

(1) Incluye inversiones temporarias, préstamos con sociedades relacionadas y créditos de naturaleza comercial con acuerdos de pago que devengan 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 que mayoritariamente no devengan interés ni los pasivos por arrendamientos.

(3) Incluye capital e intereses.

Los préstamos financieros a tasa variable representan un 6% del total de préstamos al 31 de diciembre de 2021 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, SOFR y LIBOR, de la cual 21.307 devengan una tasa de interés BADLAR más un spread entre 0,10% y 9,85%, 328 una tasa de interés SOFR más un spread del 5,75% y 19.286 una tasa de interés LIBOR más un spread entre 0,88% y 8,75%.

Aproximadamente un 95% del total de los préstamos financieros del Grupo se encuentran nominados en dólares y el resto en pesos al 31 de diciembre de 2021.

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 incluyen principalmente depósitos a la vista, depósitos a plazo fijo, cuotas parte de fondos comunes de inversión del tipo "money market" o renta fija de corto plazo, Bonos de la República Argentina, Letras y Bonos del Tesoro, y ON.

La estrategia del Grupo para cubrir el riesgo de tasa 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 variables en más o menos 100 puntos básicos ("p.b."):

	Incremento (+) / Disminución (-) en las tasas de interés	Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021
Efecto en el resultado neto del ejercicio	+100 p.b. -100 p.b.	(312) 312

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 clasificadas como a valor razonable con cambios en resultados (títulos públicos y fondos comunes de inversión). El Grupo monitorea permanentemente la evolución de los precios de las mismas para detectar movimientos significativos. Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad no se vio afectada significativamente por la variación de la cotización de los títulos públicos y fondos comunes de inversión. Ver Nota 6 “Estimaciones de valor razonable”.

Al 31 de diciembre de 2021 el valor total de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados del Grupo asciende a 40.221.

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 del Grupo al 31 de diciembre de 2021:

	Incremento (+) / Disminución (-) en los precios de las inversiones en instrumentos financieros	Ganancia (Pérdida) por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021
Efecto en el resultado antes de impuesto a las ganancias	+10% -10%	4.022 (4.022)

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.

La política de precios del Grupo con respecto a la venta de combustibles contempla varios factores como los precios internacionales y locales del petróleo crudo, los diferenciales de refinación, los costos de procesamiento y distribución, los precios de los biocombustibles, las fluctuaciones del tipo de cambio, la demanda y oferta local, la competencia, los inventarios, los derechos de exportación, 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 críticos (incluyendo, pero no limitado por, abruptos cambios 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 poder mantener dicha correlación. Durante 2021 las entregas de petróleo crudo fueron negociadas libremente entre productores y refinadores o empresas comercializadoras.

• 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 2021 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 62.678, considerando efectivo por 22.923 y otros activos financieros líquidos por 39.755. Adicionalmente, el Grupo cuenta con otras inversiones de libre disponibilidad por 44.984 incluidas en el rubro “Inversiones en activos financieros” (ver Nota 14). Las líneas de crédito bancarias comprometidas y 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 Obligaciones Negociables y bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

En base a las restricciones dispuestas por el BCRA para el acceso al mercado de cambios, en particular a partir de la publicación de la Comunicación “A” 7.106, sobre los vencimientos de capital de endeudamientos financieros con el exterior y emisiones de títulos de deuda denominados en moneda extranjera programados entre el 15 de octubre de 2020 hasta el 31 de marzo de 2021, el Grupo ha dado por cumplidas todas las disposiciones emitidas. Ver Notas 21 y 35.g).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

En diciembre de 2021 el BCRA extendió la vigencia de la Comunicación "A" 7.106 a través de la publicación de la Comunicación "A" 7.416 (ver Nota 35.g)), sobre los vencimientos de capital de endeudamientos financieros con el exterior y emisiones de títulos de deuda denominados en moneda extranjera programados entre el 1 de enero de 2022 hasta el 30 de junio de 2022. Durante dicho período YPF tiene 2 vencimientos de capital de deuda internacional denominada en moneda extranjera, ON Clase XIII y Clase XXVIII. Sin embargo, la Sociedad entiende que se encuentra exceptuada de la obligatoriedad de presentar el plan de refinanciación considerando los canjes de deuda internacional efectuados en julio de 2020 y febrero de 2021 (ver Nota 21) y el préstamo financiero internacional obtenido en enero de 2022 (ver Nota 39).

En el cuadro adjunto se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes al 31 de diciembre de 2021:

	2021					
	Vencimiento					
	De 0 a 1 año	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años
Pasivos financieros						
Pasivos por arrendamientos	27.287	15.159	6.226	3.482	1.455	2.013
Préstamos	86.680	87.931	84.013	145.637	30.626	322.328
Otros pasivos ⁽¹⁾	3.468	187	41	740	-	-
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	194.671	49	-	-	-	703
	<u>312.106</u>	<u>103.326</u>	<u>90.280</u>	<u>149.859</u>	<u>32.081</u>	<u>325.044</u>
						<u>1.012.696</u>

(1) Corresponde 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 servicios de deuda, afectación negativa por fallos materiales adversos, entre otros. Ver Notas 16, 32 y 33.

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 contienen disposiciones de incumplimiento cruzado, podría resultar en una exigibilidad anticipada de sus obligaciones.

El Grupo monitorea trimestralmente el cumplimiento de los covenants y al 31 de diciembre de 2021 ha dado cumplimiento a todas las cláusulas de compromisos asumidos.

Cabe mencionar que, de acuerdo con los términos y condiciones de los préstamos que la subsidiaria Metrogas ha tomado con Industrial and Commercial Bank of China Limited - Dubai Branch e Itaú Unibanco - Miami Branch, los indicadores de cobertura de servicio de deuda e intereses no hubieran sido cumplidos, lo cual podría haber acelerado los vencimientos de estos pasivos financieros. No obstante, el 31 de diciembre de 2021 los acreedores financieros consintieron formalmente en dispensar a Metrogas de su obligación contractual de dar cumplimiento a dichos indicadores financieros al 31 de diciembre de 2021.

• 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 y la determinación de límites de crédito para todos sus deudores y terceros, 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.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

Las provisiones por créditos de cobro dudoso se determinan de acuerdo con lo mencionado en la Nota 2.b.18).

Adicionalmente, la Sociedad ha registrado un cargo por deterioro de los créditos relacionados con el Decreto N° 1.053/2018. Ver Nota 35.c.1).

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo al 31 de diciembre de 2021, 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 2021
Efectivo y equivalentes de efectivo	62.678
Inversiones en activos financieros	53.546
Otros activos financieros	181.122

Considerando la exposición máxima al riesgo en función de la concentración de contrapartes, los créditos y las inversiones con el Estado Nacional, sus dependencias directas y sociedades con participación estatal ascienden a 72.387 y representan aproximadamente un 31%, 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 2021:

	Créditos por ventas corrientes	Otros créditos corrientes
Vencidos con menos de 3 meses	22.910	620
Vencidos entre 3 y 6 meses	6.464	37
Vencidos con más de 6 meses	19.181	848
	48.555	1.505

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 20.220 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 1.434. 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 crédito concedidos a sus clientes, el Grupo posee diversos tipos de garantías otorgadas por los mismos. En el segmento de estaciones de servicio 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 transporte, 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 75.622, 38.302 y 42.026 al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 el Grupo no ejecutó garantías.

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 pueden 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

• Gas y Energía

El segmento de Gas y Energía obtiene sus ingresos mediante el desarrollo de las actividades relativas a: (i) el transporte y la comercialización de gas natural, y el transporte y la comercialización de GNL (hasta el período finalizado al 30 de junio de 2020), a terceros y al segmento de Downstream; (ii) la operación comercial y técnica de las terminales de regasificación de GNL en Escobar, a través de la contratación de buques regasificadores; y (iii) la distribución de gas natural.

Además del producido por la venta de gas natural a terceros e intersegmento, el que luego es reconocido como “compra” al segmento de Upstream, e incluyendo los incentivos a la producción de gas natural vigentes (ver Nota 35.d)), el segmento de Gas y Energía devenga una comisión a su favor con el segmento Upstream por realizar dicha comercialización.

• Downstream

El segmento de Downstream desarrolla 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 hacia las refinerías y al transporte y distribución de los productos refinados y petroquímicos para ser comercializados en los diferentes canales de ventas.

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

Incurre 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, ni constituyen segmentos de negocio reportables 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 los ajustes de consolidación.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 2021, 2020 Y 2019****5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (cont.)**

	Upstream	Gas y Energía	Downstream	Administración central y otros	Ajustes de consolidación ⁽¹⁾	Total
<u>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021</u>						
Ingresos por ventas	4.678	199.612	1.046.089	31.948	(10.997)	1.271.330
Ingresos intersegmento	544.384	15.375	6.121	48.498	(614.378)	-
Ingresos	549.062	214.987	1.052.210	80.446	(625.375)	1.271.330
Resultado operativo	1.688	1.333	86.496	(18.625)	(12.722)	58.170
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	12.738	14.239	-	-	26.977
Depreciación de propiedades, planta y equipo	213.495 ⁽³⁾	2.810	43.413	7.968	-	267.686
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos ⁽²⁾	11.258	-	-	-	-	11.258
Inversión en propiedades, planta y equipo	210.186	2.775	39.942	7.085	-	259.988
Activo	1.075.503	266.056	879.985	182.180	(13.656)	2.390.068
<u>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020</u>						
Ingresos por ventas	2.419	122.254	536.714	14.108	(6.309)	669.186
Ingresos intersegmento	289.421	8.060	3.349	28.787	(329.617)	-
Ingresos	291.840	130.314	540.063	42.895	(335.926)	669.186
Resultado operativo	(25.878)	(18.994)	4.839	(22.305)	3.941	(58.397)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	9.199	4.071	-	-	13.270
Depreciación de propiedades, planta y equipo	128.132 ⁽³⁾	1.858	34.295	7.167	-	171.452
(Recupero) / Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos ⁽²⁾	(7.475)	527	-	97	-	(6.851)
Inversión en propiedades, planta y equipo	63.071	4.905	23.420	4.882	-	96.278
Activo	914.257	209.225	646.589	152.816	338	1.923.225
<u>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019</u>						
Ingresos por ventas	2.046	131.055	531.724	19.743	(5.973)	678.595
Ingresos intersegmento	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 ⁽³⁾	1.378	20.805	3.890	-	145.894
Deterioro de propiedades, planta y equipo ⁽²⁾	40.561	868	-	-	-	41.429
Inversión en propiedades, planta y equipo	136.589	6.170	22.455	7.630	-	172.844
Activo	742.850	199.357	508.026	129.331	(6.275)	1.573.289

(1) Corresponde a la eliminación entre segmentos del Grupo.

(2) Ver Notas 2.c), 7 y 8.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3RICARDO 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 2021, 2020 y 2019, como así también las propiedades, planta y equipo por áreas geográficas al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

	Ingresos			Propiedades, planta y equipo		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Argentina	1.120.935	585.652	589.653	1.642.156	1.379.191	1.068.832
Países del Mercosur y asociados	60.243	26.834	36.154	103	336	179
Resto del mundo	65.905	23.620	35.836	-	-	-
Europa	24.247	33.080	16.952	-	-	-
	<u>1.271.330</u>	<u>669.186</u>	<u>678.595</u>	<u>1.642.259</u>	<u>1.379.527</u>	<u>1.069.011</u>

Los activos intangibles se encuentran localizados geográficamente en Argentina.

Al 31 de diciembre de 2021 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

2021					
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	22.635	-	22.635	61.790	84.425
Créditos por ventas ⁽²⁾	158.487	-	158.487	-	158.487
Inversiones en activos financieros	43.514	10.032	53.546	-	53.546
Efectivo y equivalentes de efectivo	32.489	30.189	62.678	-	62.678
	<u>257.125</u>	<u>40.221</u>	<u>297.346</u>	<u>61.790</u>	<u>359.136</u>
2020					
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	15.391	-	15.391	35.029	50.420
Créditos por ventas ⁽²⁾	136.057	-	136.057	-	136.057
Inversiones en activos financieros	19.052	9.882 ⁽³⁾	28.934	-	28.934
Efectivo y equivalentes de efectivo	20.032	34.586	54.618	-	54.618
	<u>190.532</u>	<u>44.468</u>	<u>235.000</u>	<u>35.029</u>	<u>270.029</u>
2019					
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	19.078	-	19.078	29.892	48.970
Créditos por ventas ⁽²⁾	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>

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

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

(3) Entregados en garantía por compromiso contractual con Exmar. Ver Notas 34.d) y 34.e).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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

2021					
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Pasivos por arrendamientos	55.622	-	55.622	-	55.622
Préstamos	757.215	-	757.215	-	757.215
Otros pasivos	4.436	-	4.436	-	4.436
Cuentas por pagar	195.423	-	195.423	7.016	202.439
	<u>1.012.696</u>	<u>-</u>	<u>1.012.696</u>	<u>7.016</u>	<u>1.019.712</u>
2020					
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros	Total
Pasivos por arrendamientos	46.270	-	46.270	-	46.270
Préstamos	678.306	-	678.306	-	678.306
Otros pasivos	12.023	-	12.023	-	12.023
Cuentas por pagar	139.219	-	139.219	5.874	145.093
	<u>875.818</u>	<u>-</u>	<u>875.818</u>	<u>5.874</u>	<u>881.692</u>
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>

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

2021			
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados	16.880	-	16.880
Intereses perdidos	(71.870)	-	(71.870)
Actualizaciones financieras, netas	(13.628)	-	(13.628)
Diferencias de cambio, netas	23.012	-	23.012
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	-	10.869	10.869
Resultado por instrumentos financieros derivados	-	(1.048)	(1.048)
Resultado por transacciones con activos financieros	-	-	-
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	-
Resultado por canje de deuda ⁽²⁾	1.855	-	1.855
Resultado por la posición monetaria neta	12.384	-	12.384
	<u>(31.367)</u>	<u>9.821</u>	<u>(21.546)</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (cont.)

	2020		
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Total
Intereses ganados	7.363	-	7.363
Intereses perdidos	(65.821)	-	(65.821)
Actualizaciones financieras, netas	(8.794)	-	(8.794)
Diferencias de cambio, netas	36.102	-	36.102
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	-	3.862	3.862
Resultado por instrumentos financieros derivados	-	(860)	(860)
Resultado por transacciones con activos financieros	-	9.786	9.786
Resultado por canje de instrumentos financieros ⁽¹⁾	-	1.330	1.330
Resultado por canje de deuda ⁽²⁾	(2.097)	-	(2.097)
Resultado por la posición monetaria neta	7.828	-	7.828
	<u>(25.419)</u>	<u>14.118</u>	<u>(11.301)</u>

	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)
Resultado por instrumentos financieros derivados	-	(293)	(293)
Resultado por transacciones con activos financieros	-	-	-
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-	-
Resultado por canje de deuda	-	-	-
Resultado por la posición monetaria neta	5.904	-	5.904
	<u>7.776</u>	<u>(1.742)</u>	<u>6.034</u>

(1) Ver Nota 6 "Títulos públicos y reestructuración de deuda pública".

(2) Ver Nota 21.

Determinación del valor razonable

La NIIF 13 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 (incluyendo los préstamos, cuyo valor razonable es revelado en Nota 6 "Valor razonable de activos financieros y pasivos financieros medidos a costo amortizado") son asignados a uno de los niveles de jerarquía de valuación de la NIIF 13. Esta jerarquía de valuación comprende 3 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, éste 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.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202RICARDO 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.)

Los siguientes cuadros presentan los activos financieros del Grupo que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 y su asignación a la jerarquía de valor razonable:

Activos financieros	2021			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros: ⁽¹⁾				
- Títulos públicos	10.032	-	-	10.032
	10.032	-	-	10.032
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	30.189	-	-	30.189
	30.189	-	-	30.189
	40.221	-	-	40.221
Activos financieros	2020			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros: ^{(1) (2)}				
- Títulos públicos	9.882	-	-	9.882
	9.882	-	-	9.882
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	34.586	-	-	34.586
	34.586	-	-	34.586
	44.468	-	-	44.468
Activos financieros	2019			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros: ⁽¹⁾				
- Títulos públicos	8.370	-	-	8.370
	8.370	-	-	8.370
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	7.038	-	-	7.038
	7.038	-	-	7.038
	15.408	-	-	15.408

(1) Ver Nota 14.

(2) Entregados en garantía por compromiso contractual con Exmar. Ver Notas 34.d) y 34.e).

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

Títulos públicos y reestructuración de deuda pública

El 6 de abril de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 346/2020 por el cual se dispuso el diferimiento de los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en dólares emitidos bajo ley de la República Argentina hasta el 31 de diciembre de 2020, o hasta la fecha anterior que el Ministerio de Economía determine, considerando el grado de avance y ejecución del proceso de restauración de la sostenibilidad de la deuda pública. Esto incluye los BONAR 2020. Entre las excepciones dispuestas por el mencionado de Decreto, se encuentran los Bonos Programas Gas Natural emitidos mediante la Resolución Conjunta N° 21/2019 de la Secretaría de Finanzas y Secretaría de Hacienda, de los cuales el Grupo es acreedor, que se encuentran valuados a costo amortizado (ver Nota 36). Posteriormente, el 17 de julio de 2020 el Ministerio de Economía informó en un comunicado que ha elevado a consideración del Congreso de La Nación el Proyecto de Ley Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Nacional instrumentada mediante títulos denominados en dólares emitidos bajo ley de la República Argentina.

Adicionalmente, el 22 de abril de 2020 el Gobierno Argentino emitió una propuesta de reestructuración de títulos públicos emitidos bajo ley extranjera bajo el Decreto N° 391/2020, la cual incluye los BONAR 2021. En esa misma fecha, el Gobierno Argentino omitió el pago de los cupones de intereses adeudados correspondientes a ciertos bonos globales, entre los que se encontraban los BONAR 2021. El 6 de mayo de 2020 el Grupo adhirió al canje. Posteriormente, el 6 de julio de 2020 y bajo el Decreto N° 582/2020, el Gobierno Argentino presentó una enmienda a los términos y condiciones establecidos por el Decreto N° 391/2020.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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.)

El 4 de agosto de 2020 el Gobierno Argentino arribó a un acuerdo con los representantes del Grupo Ad Hoc de Bonistas Argentinos, el Comité de Acreedores de Argentina y el Grupo de Bonistas del Canje y otros tenedores. El 18 de agosto de 2020 el Gobierno Argentino emitió el Decreto N° 676/2020 enmendando los términos y condiciones de la propuesta, de forma tal de que reflejen las mejoras acordadas con los acreedores bajo ley extranjera.

El 31 de agosto de 2020 el Gobierno Nacional informó el resultado de la reestructuración de los títulos públicos emitidos bajo ley extranjera, anunciando que obtuvo los consentimientos requeridos para canjear y/o modificar el 99,01% del monto total de capital pendiente de todas las series de bonos elegibles emitidos en virtud de los indentures de 2005 y 2016.

Como resultado de esta operación YPF canjeó su tenencia de BONAR 2020 y BONAR 2021 por los nuevos Bonos de la República Argentina 2029 y 2030, los cuales se encuentran valuados a valor razonable con cambios en resultados, y registró una ganancia de 1.330 (ver Nota 28).

Estimaciones de valor razonable

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 los cambios en las circunstancias comerciales o económicas no afectaron significativamente el valor razonable de los activos y pasivos financieros del Grupo, ya sea que se encuentren medidos a valor razonable o a costo amortizado.

La política del Grupo es reconocer las transferencias entre las distintas categorías de la jerarquía de valuación en el momento en el que ocurren o cuando hay cambios en las circunstancias que causan la transferencia. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 no se han producido transferencias entre las diferentes jerarquías utilizadas para determinar el valor razonable de los instrumentos financieros del Grupo.

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

El valor razonable estimado de los préstamos, considerando precios de cotización sin ajustar (Nivel 1) para ON y tasas de interés ofrecidas al Grupo (Nivel 3) para el remanente de los préstamos financieros, ascendió a 562.653, 560.267 y 476.750 al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

El valor razonable de los otros créditos, créditos por ventas, inversiones en activos financieros, efectivo y equivalentes de efectivo, otros pasivos y cuentas por pagar medidos a costo amortizado, no difiere significativamente de su valor contable.

7. ACTIVOS INTANGIBLES

	2021	2020	2019
Valor residual de activos intangibles	47.474	41.245	37.608
Provisión por deterioro de activos intangibles	(4.460)	(2.126)	(429)
	43.014	39.119	37.179

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019



7. ACTIVOS INTANGIBLES (cont.)

La evolución de los activos intangibles del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 es la siguiente:

	Concesiones de servicios	Derechos de exploración	Otros intangibles	Total
Valor de origen	31.702	6.907	14.722	53.331
Amortización acumulada	20.110	-	12.819	32.929
Saldos al 31 de diciembre de 2018	11.592	6.907	1.903	20.402
<u>Costos</u>				
Aumentos	1.271	4.171 ⁽²⁾	705	6.147
Efectos de conversión	18.969	5.680	7.862	32.511
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	833	833
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(6)	(103)	181	72
<u>Amortización acumulada</u>				
Aumentos	1.848	-	526	2.374
Efectos de conversión	12.332	-	7.475	19.807
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	199	199
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	-	(23)	(23)
Valor de origen	51.936	16.655	24.303	92.894
Amortización acumulada	34.290	-	20.996	55.286
Saldos al 31 de diciembre de 2019	17.646	16.655	3.307	37.608
<u>Costos</u>				
Aumentos	1.049	715	870	2.634
Efectos de conversión	21.213	6.528	8.768	36.509
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	1.070	1.070
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(1)	(10.462)	319	(10.144)
<u>Amortización acumulada</u>				
Aumentos	2.659	-	769	3.428
Efectos de conversión	14.395	-	8.358	22.753
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	251	251
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-
Valor de origen	74.197	13.436	35.330	122.963
Amortización acumulada	51.344	-	30.374	81.718
Saldos al 31 de diciembre de 2020	22.853	13.436	4.956	41.245
<u>Costos</u>				
Aumentos	2.380	34	694	3.108
Efectos de conversión	16.547	2.739	7.495	26.781
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	2.028	2.028
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(2.199)	158	(2.041)
<u>Amortización acumulada</u>				
Aumentos	3.485	-	1.348	4.833
Efectos de conversión	11.623	-	6.718	18.341
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	473	473
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-
Valor de origen	93.124	14.010	45.705	152.839
Amortización acumulada	66.452	-	38.913	105.365
Saldos al 31 de diciembre de 2021	26.672	14.010	6.792	47.474

(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 34.b.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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 2021, 2020 Y 2019****7. ACTIVOS INTANGIBLES (cont.)**

A continuación, se describe la evolución de la provisión por deterioro de activos intangibles por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

	2021	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	2.126	429	-
Aumentos con cargo a resultados	1.482	1.399	429
Transferencias y otros movimientos	-	-	-
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	152	-
Diferencias de conversión	852	146	-
Saldo al cierre del ejercicio	4.460	2.126	429

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

8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	2021	2020	2019
Valor residual de propiedades, planta y equipo	1.721.628	1.456.148	1.156.950
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(12.576)	(11.267)	(6.610)
Provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo	(66.793)	(65.354)	(81.329)
	1.642.259	1.379.527	1.069.011

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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 2021, 2020 Y 2019
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 2021, 2020 y 2019 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	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
Saldos al 31 de diciembre de 2018	25.933	372.938 ⁽¹⁾	128.156	5.583	34.990	124.381	7.972	4.010	15.301	11.660	9.179	740.103
Costos												
Aumentos	46	1.980 ⁽⁴⁾	4.676	83	43.089	114.878	6.532	106	-	865	589	172.844 ⁽⁶⁾
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 ⁽⁵⁾	3.382	-	-	716	920	1.326	-	828	-	13.010	4.793	24.975
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	880	114.493	15.715	1.358	(37.620)	(116.818)	(8.132)	1.077	4.021	6.600	(3.894)	(22.320) ⁽³⁾
Depreciación acumulada												
Aumentos	1.260	137.017 ⁽⁴⁾	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 ⁽⁵⁾	1.726	-	-	486	-	-	-	773	-	6.733	3.270	12.988
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	9	(2.287)	(33)	(376)	-	-	-	(834)	(13)	3.647	(2.874)	(2.761) ⁽³⁾
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
Saldos al 31 de diciembre de 2019	40.640	562.965 ⁽¹⁾	210.665	9.091	62.423	194.585	11.386 ⁽²⁾	5.900	25.864	20.766	12.665	1.156.950
Costos												
Aumentos	62	(13.412) ⁽⁴⁾	1.724	119	33.422	72.162	152	121	-	1.587	341	96.278 ⁽⁶⁾
Efectos de conversión	27.498	1.110.354	194.960	10.051	24.712	61.134	2.605	17.133	30.261	-	14.969	1.493.677
Ajuste por inflación ⁽⁵⁾	3.600	-	-	902	421	2.575	-	537	-	16.134	3.416	27.585
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(589)	93.720	13.872	205	(31.252)	(106.547)	(10.245)	3.997	6.023	1.735	(516)	(29.597) ^{(3) (7) (8)}
Depreciación acumulada												
Aumentos	2.054	171.786 ⁽⁴⁾	27.195	1.679	-	-	-	4.092	4.493	1.287	1.727	214.313
Efectos de conversión	13.013	896.732	111.376	6.905	-	-	-	14.394	18.791	-	11.135	1.072.346
Ajuste por inflación ⁽⁵⁾	1.801	-	-	524	-	-	-	489	-	8.629	2.497	13.940
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(1.647)	(8.915)	-	(360)	-	-	-	(117)	(25)	(221)	(569)	(11.854) ^{(3) (7) (8)}
Valor de origen	107.764	3.879.215	683.186	38.319	89.726	223.909	3.898	62.805	106.419	64.099	64.916	5.324.256
Depreciación acumulada	51.774	3.185.191	400.536	26.699	-	-	-	53.975	67.530	33.572	48.831	3.868.108
Saldos al 31 de diciembre de 2020	55.990	694.024 ⁽¹⁾	282.650	11.620	89.726	223.909	3.898 ⁽²⁾	8.830	38.889	30.527	16.085	1.456.148

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 2021, 2020 Y 2019
8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (cont.)

	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	Otros bienes	Total
Valor de origen	107.764	3.879.215	683.186	38.319	89.726	223.909	3.898	62.805	106.419	64.099	64.916	5.324.256
Depreciación acumulada	51.774	3.185.191	400.536	26.699	-	-	-	53.975	67.530	33.572	48.831	3.868.108
Saldos al 31 de diciembre de 2020	55.990	694.024	282.650	11.620	89.726	223.909	3.898	8.830	38.889	30.527	16.085	1.456.148
Costos												
Aumentos	522	3.896	4.548	589	61.152	186.030	2.092	91	-	-	1.068	259.988
Efectos de conversión	21.309	867.307	153.012	7.842	16.918	46.760	702	13.923	24.027	-	11.391	1.163.191
Ajuste por inflación ⁽⁵⁾	6.839	-	-	1.734	749	5.093	-	1.049	-	32.652	6.712	54.828
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	1.533	150.411	13.746	1.813	(60.031)	(172.436)	(2.464)	4.848	5.026	5.360	4.539	(47.655)
Depreciación acumulada												
Aumentos	2.526	234.245	33.888	2.163	-	-	-	5.206	6.331	1.931	2.670	288.960
Efectos de conversión	10.021	722.567	91.187	5.487	-	-	-	11.898	15.415	-	8.731	865.306
Ajuste por inflación ⁽⁵⁾	3.545	-	-	1.121	-	-	-	961	-	17.102	5.118	27.847
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(541)	(14.973)	(127)	(851)	-	-	-	18	(42)	(561)	(164)	(17.241)
Valor de origen	137.967	4.900.829	854.492	50.297	108.514	289.356	4.228	82.716	135.472	102.111	88.626	6.754.608
Depreciación acumulada	67.325	4.127.030	525.484	34.619	-	-	-	72.058	89.234	52.044	65.186	5.032.980
Saldos al 31 de diciembre de 2021	70.642	773.799	329.008	15.678	108.514	289.356	4.228	10.658	46.238	50.067	23.440	1.721.628

(1) Incluye 36.541, 34.801 y 22.343 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

(2) Corresponde a 19 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2021. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha se han iniciado 15 pozos, 5 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 1 pozo ha sido transferido a propiedades con reservas probadas en la cuenta "Propiedad minera, pozos y equipos de explotación".

(3) Incluye 134, 1.256 y 48 de valor residual imputado a provisiones de propiedades, planta y equipo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

(4) Incluye 3.349, (13.918) y 1.172 de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos y 3, 12.492 y 4.664 de recupero de depreciaciones, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

(5) 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.

(6) Incluye 1.003, 599 y 2.109 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente; incluye 658, 1.669 y 1.228 correspondientes al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente. Adicionalmente, incluye 4.166, 3.789 y 2.021 correspondientes a la capitalización de la depreciación de activos por derecho de uso al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 (ver Nota 9); y 1.020, 967 y 311 correspondientes a la capitalización de la actualización financiera del pasivo por arrendamiento al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente (ver Nota 20).

(7) Incluye 2.027 y 204 de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, correspondientes a la disposición del 11% de participación en el bloque Bandurria Sur. Ver Nota 34.b).

(8) Incluye 2.715 y 2.221 de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, correspondientes a la reclasificación de activos mantenidos para su disposición.

(9) Incluye 14.559 de valor de origen y depreciación acumulada correspondientes a la reversión del área Loma de La Mina. Ver Nota 34.a).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 2021, 2020 Y 2019



8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (cont.)

El Grupo capitaliza los costos financieros por préstamos como parte del costo de los activos. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 la tasa de capitalización ha sido del 8,47%, 9,70% y 10,33%, respectivamente, y el monto activado por ese concepto ha ascendido a 1.080, 867 y 949, 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 2021, 2020 y 2019:

	2021	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	11.267	6.610	3.955
Aumentos con cargo a resultados	593	1.977	410
Disminuciones con cargo a resultados	(1.676)	(1)	(22)
Aplicaciones por utilización	(98)	(6)	(48)
Diferencias de conversión	2.485	2.687	2.315
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	5	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	12.576	11.267	6.610

(1) Corresponde al ajuste por inflación de los saldos al inicio de la provisión por deterioro para materiales y equipos obsoletos de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales.

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 2021, 2020 y 2019:

	2021	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	65.354	81.329	37.061
Aumentos con cargo a resultados ⁽¹⁾	9.776	57.920	41.429
Disminuciones con cargo a resultados ⁽¹⁾	-	(66.170)	-
Aplicaciones por utilización	(36)	(1.250)	-
Depreciaciones ⁽²⁾	(21.274)	(42.861)	(17.435)
Diferencias de conversión	12.820	36.386	20.274
Ajuste por inflación ⁽³⁾	236	-	-
Transferencias y otros movimientos	(83)	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	66.793	65.354	81.329

(1) Ver Nota 2.c).

(2) Se incluyen en la línea "Depreciación de propiedades, planta y equipo" en la Nota 26.

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

A continuación se expone la evolución que han tenido los costos de los pozos exploratorios que al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 se encuentran en estado de evaluación:

	2021	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	2.536	8.456	4.067
Incrementos pendientes de determinación de reservas	601	86	5.229
Disminuciones imputadas en gastos de exploración	-	(1.174)	(1.036)
Reclasificaciones hacia propiedad minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas	(1.533)	(6.760)	(2.716)
Diferencias de conversión	389	1.928	2.912
Saldo al cierre del ejercicio	1.993	2.536	8.456

El cuadro siguiente muestra los costos de pozos exploratorios en evaluación por un período mayor a 1 año y el número de proyectos relacionados a dichos costos al 31 de diciembre de 2021:

	Monto	Cantidad de proyectos	Cantidad de pozos
Entre 1 y 5 años	1.399	1	1

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 2021, 2020 Y 2019



9. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

La evolución de los activos por derecho de uso del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 es la siguiente:

	Terrenos y edificios	Instalaciones y equipos de explotación	Maquinarias y equipos	Estaciones de servicio	Equipos de transporte	Total
Saldos por aplicación inicial de NIIF 16	<u>450</u>	<u>6.732</u>	<u>8.612</u>	<u>3.356</u>	<u>3.909</u>	<u>23.059</u>
<u>Costos</u>						
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 ⁽²⁾	-	-	-	275	-	275
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(1.162)	(1.264)	(58)	(64)	(2.548)
<u>Depreciación acumulada</u>						
Aumentos	208	6.051	3.174	667	2.430	12.530 ⁽¹⁾
Efectos de conversión	45	1.138	850	117	619	2.769
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(507)	(283)	(7)	(10)	(807)
Valor de origen	1.026	23.286	32.966	5.423	13.182	75.883
Depreciación acumulada	<u>253</u>	<u>6.682</u>	<u>3.741</u>	<u>777</u>	<u>3.039</u>	<u>14.492</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2019	<u>773</u>	<u>16.604</u>	<u>29.225</u>	<u>4.646</u>	<u>10.143</u>	<u>61.391</u>
<u>Costos</u>						
Aumentos	11	4.116	4.781	97	2.416	11.421
Efectos de conversión	396	9.187	11.275	1.863	5.374	28.095
Ajuste por inflación ⁽²⁾	7	-	-	321	-	328
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(90)	(9.212)	(23.984) ⁽³⁾	-	(1.771)	(35.057)
<u>Depreciación acumulada</u>						
Aumentos	325	7.315	6.336	973	6.713	21.662 ⁽¹⁾
Efectos de conversión	155	3.675	2.497	380	2.525	9.232
Ajuste por inflación ⁽²⁾	5	-	-	68	-	73
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(10)	(5.260)	(2.833) ⁽³⁾	-	(767)	(8.870)
Valor de origen	1.350	27.377	25.038	7.704	19.201	80.670
Depreciación acumulada	<u>728</u>	<u>12.412</u>	<u>9.741</u>	<u>2.198</u>	<u>11.510</u>	<u>36.589</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2020	<u>622</u>	<u>14.965</u>	<u>15.297</u>	<u>5.506</u>	<u>7.691</u>	<u>44.081</u>
<u>Costos</u>						
Aumentos	1.734	3.843	2.702	1.098	18.368	27.745
Efectos de conversión	295	6.101	5.509	1.391	4.414	17.710
Ajuste por inflación ⁽²⁾	18	-	-	614	-	632
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(1.213)	(4.441)	(531)	(10.625)	(16.810)
<u>Depreciación acumulada</u>						
Aumentos	208	7.720	6.400	1.089	7.949	23.366 ⁽¹⁾
Efectos de conversión	172	3.288	2.611	425	2.514	9.010
Ajuste por inflación ⁽²⁾	17	-	-	256	-	273
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(707)	(1.930)	(230)	(9.684)	(12.551)
Valor de origen	3.397	36.108	28.808	10.276	31.358	109.947
Depreciación acumulada	<u>1.125</u>	<u>22.713</u>	<u>16.822</u>	<u>3.738</u>	<u>12.289</u>	<u>56.687</u>
Saldos al 31 de diciembre de 2021	<u>2.272</u>	<u>13.395</u>	<u>11.986</u>	<u>6.538</u>	<u>19.069</u>	<u>53.260</u>

(1) Incluye 19.200, 17.873 y 10.509 que fueron imputados a la línea "Depreciación de activos por derecho de uso" en el estado de resultados integrales por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente (ver Nota 26); e incluye 4.166, 3.789 y 2.021 que fueron activados en el rubro "Propiedades, planta y equipo" en el estado de situación financiera (ver Nota 8).

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

(3) Incluye (21.103) y (2.110) de valor de origen y depreciación acumulada, respectivamente, por la baja de la barcaza licuefactora con Exmar. Ver Nota 34.d).

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 2021, 2020 y 2019:

	2021	2020	2019
Valor de las inversiones en asociadas	16.450	9.938	6.419
Valor de las inversiones en negocios conjuntos	140.475	97.186	61.183
Provisión para desvalorización de participaciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(12)	(12)
	<u>156.925</u>	<u>107.112</u>	<u>67.590</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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 2021, 2020 Y 2019



10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (cont.)

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas corresponden a:

	2021	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	107.112	67.590	32.686
Adquisiciones y aportes	-	-	4.826
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	26.977	13.270	7.968
Diferencias de conversión	24.801	26.458	20.673
Dividendos distribuidos	(5.499)	(2.717)	(811)
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	3.534	2.511	1.510
Capitalización en asociadas y negocios conjuntos	-	-	738
Saldo al cierre del ejercicio	156.925	107.112	67.590

(1) 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 otros resultados integrales.

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 2021, 2020 y 2019. 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		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Resultado neto	4.068	1.618	2.032	22.909	11.652	5.936
Otros resultados integrales	3.434	2.844	1.764	24.901	26.125	20.419
Resultado integral del ejercicio	7.502	4.462	3.796	47.810	37.777	26.355

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 excepción de la inversión en YPF EE.

La información financiera correspondiente a los activos y pasivos de YPF EE al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, así como los resultados por los ejercicios finalizados en dichas fechas se detallan a continuación:

	2021 ⁽¹⁾	2020 ⁽¹⁾	2019 ⁽¹⁾
Activo no corriente	183.767	148.384	96.219
Activo corriente	24.849	30.659	26.622
Total del activo	208.616	179.043	122.841
Pasivo no corriente	80.626	70.190	57.799
Pasivo corriente	33.211	38.059	19.503
Total del pasivo	113.837	108.249	77.302
Total del patrimonio	94.779	70.794	45.539
	2021 ⁽¹⁾	2020 ⁽¹⁾	2019 ⁽¹⁾
Ingresos	42.023	21.416	16.114
Costos	(20.077)	(10.013)	(7.706)
Resultado bruto	21.946	11.403	8.408
Resultado operativo	21.364	11.366	7.796
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(250)	356	778
Resultados financieros, netos	(6.747)	(2.015)	(1.989)
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	14.367	9.707	6.585
Impuesto a las ganancias	(8.049)	(3.797)	(2.359)
Resultado neto	6.318	5.910	4.226

(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 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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 2021, 2020 Y 2019



10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (cont.)

A continuación se detalla la información de subsidiarias:

Denominación y Emisor	Características de los valores				Información sobre el ente emisor						
	Clase	Valor nominal	Cantidad	Actividad principal	Domicilio legal	Últimos estados financieros disponibles				Participación sobre capital social	
						Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio		
Subsidiarias: ⁽⁷⁾											
YPF International ⁽⁶⁾	Ordinarias	Bs.	100	66.897	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de la Sierra, Bolivia	31/12/2021	240	(10)	123	100,00%
YPF Holdings ⁽⁶⁾	Ordinarias	US\$	0,01	810.513	Inversión y financiera	10333 Richmond Avenue I, Suite 1050, TX, Estados Unidos	31/12/2021	83.175	(12)	(22.075)	100,00%
OPESSA	Ordinarias	\$	1	163.701.747	Gestión comercial de estaciones de servicio de propiedad de YPF	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2021	164	(329)	7.236	99,99%
AESA	Ordinarias	\$	1	11.714.952.101	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2021	11.715	1.911	14.210	100,00%
Metrogas	Ordinarias	\$	1	398.419.700	Prestación del servicio público de distribución de gas natural.	Gregorio Aráoz de Lamadrid 1360, Buenos Aires, Argentina.	31/12/2021	569	(4.369)	17.347	70,00%
YPF Chile ⁽⁶⁾	Ordinarias	-	-	115.058.933	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Villarica 322, Módulo B1, Qilicura, Santiago, Chile	31/12/2021	4.686	427	3.998	100,00%
YTEC.	Ordinarias	\$	1	234.291.000	Investigación, desarrollo, producción y comercialización de tecnologías, conocimientos, bienes y servicios	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2021	459	410	5.989	51,00%

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3RICARDO 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 2021, 2020 Y 2019



10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (cont.)

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

2021													2020
Denominación y Emisor	Características de los valores					Información sobre el ente emisor							Valor registrado ⁽²⁾
	Clase	Valor nominal	Cantidad	Valor registrado ⁽²⁾	Costo ⁽¹⁾	Actividad principal	Domicilio legal	Últimos estados financieros disponibles				Participación sobre capital social	
								Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio		
Negocios conjuntos: ⁽⁶⁾ YPF EE ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 1	2.810.302.500	71.685	1.085	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2021	3.747	6.318	94.779	75,00%	53.609
MEGA ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 1	244.246.140	11.348	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, Piso 10, Buenos Aires, Argentina	30/09/2021	643	6.492	28.958	38,00%	7.733
Profertil ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 1	391.291.500	28.358	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, Piso 3, Buenos Aires, Argentina	30/09/2021	783	5.461	46.563	50,00%	16.951
Refinor	Ordinarias	\$ 1	45.803.500	3.237	-	Refinación	Maipú 1, Piso 2, Buenos Aires, Argentina	30/09/2021	92	(554)	6.355	50,00%	2.220
OLCLP ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 1	738.139.164	1.657	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	31/12/2021	868	851	2.363	85,00%	1.143
CT Barragán ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 1	4.279.033.952	23.307	4.348	Producción y generación de energía eléctrica	Maipú 1, Buenos Aires, Argentina	31/12/2021	8.558	9.417	46.659	50,00%	14.981
				139.592	6.171								96.637
Asociadas: Oldelval ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 10	4.072.749	4.856	-	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, Piso 10, Buenos Aires, Argentina	30/09/2021	110	1.256	14.175	37,00%	2.998
Termap	Ordinarias	\$ 10	476.034	2.464	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, Piso 11, Buenos Aires, Argentina	30/09/2021	14	188	5.539	33,15%	1.295
Oiltanking ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 10	351.167	1.931	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales, Provincia de Buenos Aires, Argentina.	31/12/2021	12	1.796	6.720	30,00%	1.145
CDS ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 0,01	11.870.716.511	2.788	-	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, Piso 16, Buenos Aires, Argentina	31/12/2021	1.158	(1.328)	27.239	10,25%	⁽⁴⁾ 2.079
YPF Gas	Ordinarias	\$ 1	59.821.434	3.079	-	Fraccionamiento, envasado, distribución y transporte de gas para uso industrial y/o doméstico	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30/09/2021	176	1.268	9.648	33,99%	1.655
Otras sociedades: Diversas ⁽³⁾	-	-	-	2.215	161	-	-	-	-	-	-	0,00%	1.315
				17.333	161								10.487
				156.925	6.332								107.124

(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 GPA, OTC, OTA, Bizoy S.A., Bioceres S.A. y Petrofarro 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 en esta sociedad.

(7) Adicionalmente se consolidan YPF Services USA Corp., YPF Brasil, Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A.S., Miwen S.A., Eleran, Lestery S.A., YPF Perú, YPF Ventures y Metroenergía.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202RICARDO 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 2021, 2020 Y 2019****11. INVENTARIOS**

	2021	2020	2019
Productos destilados	105.123	59.971	50.563
Petróleo crudo y gas natural	37.521	33.066	24.756
Productos en proceso	3.500	1.966	2.259
Materia prima, envases y otros	7.783	5.134	2.901
	<u>153.927</u> ⁽¹⁾	<u>100.137</u> ⁽¹⁾	<u>80.479</u> ⁽¹⁾

(1) Al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 el costo de los inventarios no supera su valor neto de realización.

12. OTROS CRÉDITOS

	2021		2020		2019	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores por servicios y ventas de otros activos	2.091	1.950	548	2.330	455	2.706
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones	15.263	14.616	9.283	10.060	6.896	6.076
Préstamos a terceros y saldos con sociedades relacionadas ⁽¹⁾	975	1.617	814	997	2.435	3.288
Depósitos en garantía	2	3.509	2.062	2.152	2	640
Gastos pagados por adelantado	933	9.000	740	3.503	603	2.370
Anticipos y préstamos a empleados	71	411	17	263	29	596
Anticipos a proveedores y despachantes de aduana ⁽²⁾	-	15.377	-	8.525	-	10.896
Créditos con socios de UT y Consorcios	1.059	14.542	2.334	4.143	2.248	7.932
Seguros a cobrar	-	148	-	1.133	-	498
Diversos	707	2.154	177	1.339	45	1.255
	<u>21.101</u>	<u>63.324</u>	<u>15.975</u>	<u>34.445</u>	<u>12.713</u>	<u>36.257</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	<u>(1.552)</u>	<u>(65)</u>	<u>(1.318)</u>	<u>(76)</u>	<u>(924)</u>	<u>(65)</u>
	<u>19.549</u>	<u>63.259</u>	<u>14.657</u>	<u>34.369</u>	<u>11.789</u>	<u>36.192</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 36.

(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

	2021		2020		2019	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas ^{(1) (2)}	14.151	144.336	17.392	118.665	15.325	124.657
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso	<u>(9.788)</u>	<u>(10.432)</u>	<u>(8.861)</u>	<u>(10.519)</u>	<u>-</u>	<u>(6.580)</u>
	<u>4.363</u>	<u>133.904</u>	<u>8.531</u>	<u>108.146</u>	<u>15.325</u>	<u>118.077</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 36.

(2) Para información sobre créditos por ventas por contratos con clientes, ver Nota 24.

A continuación se describe la evolución de la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

	2021		2020		2019	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al inicio del ejercicio	8.861	10.519	-	6.580	-	2.776
Aumentos con cargo a resultados	927	3.918	2.228	10.818	-	3.891
Disminuciones con cargo a resultados	-	(1.857)	-	(729)	-	(707)
Aplicaciones por utilización	-	(2.424)	-	-	-	(112)
Reclasificaciones y otros movimientos	-	-	6.633	(6.633)	-	(12)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	-	674	-	715	-	847
Resultado por la posición monetaria neta ⁽¹⁾	-	(398)	-	(232)	-	(103)
Saldo al cierre del ejercicio	<u>9.788</u> ⁽²⁾	<u>10.432</u>	<u>8.861</u> ⁽²⁾	<u>10.519</u>	<u>-</u>	<u>6.580</u>

(1) 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.

(2) Incluye 8.861 correspondientes a los créditos con las distribuidoras de gas natural por las diferencias diarias acumuladas según Decreto N° 1.053/2018, ver Nota 35.c.1).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 2021, 2020 Y 2019

14. INVERSIONES EN ACTIVOS FINANCIEROS

	2021		2020		2019	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Inversiones a costo amortizado						
Títulos públicos ⁽¹⁾	2.225	34.116	-	19.052	-	-
Títulos privados - ON	309	836	-	-	-	-
Plazos fijos	-	6.028 ⁽²⁾	-	-	-	-
	<u>2.534</u>	<u>40.980</u>	<u>-</u>	<u>19.052</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Inversiones a valor razonable con cambio en resultados						
Títulos públicos ⁽¹⁾	-	10.032	-	9.882	-	8.370
	<u>-</u>	<u>10.032</u>	<u>-</u>	<u>9.882</u>	<u>-</u>	<u>8.370</u>
	<u>2.534</u>	<u>51.012</u>	<u>-</u>	<u>28.934</u>	<u>-</u>	<u>8.370</u>

(1) Ver Nota 36.

(2) Corresponde a plazos fijos con el BNA.

15. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2021	2020	2019
Caja y bancos	22.923	14.843	6.983
Colocaciones transitorias a corto plazo ⁽¹⁾	9.566	5.189	52.079
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados ⁽²⁾	30.189	34.586	7.038
	<u>62.678</u>	<u>54.618</u>	<u>66.100</u>

(1) Incluye plazos fijos y otras inversiones con el BNA por 1.075, 2.000 y 10.043 al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

(2) Ver Nota 6.

16. PROVISIONES

La evolución de las provisiones del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 es la siguiente:

	Provisión para juicios y contingencias		Provisión para gastos de medioambiente		Provisión para obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos		Total	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldos al 31 de diciembre de 2018	<u>21.235</u>	<u>1.123</u>	<u>3.720</u>	<u>1.622</u>	<u>58.433</u>	<u>1.784</u>	<u>83.388</u>	<u>4.529</u>
Aumentos con cargo a resultados	18.460	9 ⁽³⁾	1.695	-	7.409	-	27.564	9
Disminuciones con cargo a resultados	(2.358)	(744)	(63)	-	(2.950)	-	(5.371)	(744)
Aplicaciones por utilización	(73)	(194)	-	(1.821)	-	(2.774)	(73)	(4.789)
Reclasificaciones y otros movimientos	(744)	648	(2.003)	2.003	(1.004) ⁽¹⁾	2.176 ⁽¹⁾	(3.751)	4.827
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 ⁽²⁾	(92)	-	-	-	-	-	(92)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2019	<u>43.833</u>	<u>1.285</u>	<u>3.828</u>	<u>1.910</u>	<u>97.107</u>	<u>2.265</u>	<u>144.768</u>	<u>5.460</u>
Aumentos con cargo a resultados	8.917	219 ⁽⁴⁾	3.428	-	11.117	-	23.462	219
Disminuciones con cargo a resultados	(6.331)	(1.039) ⁽⁵⁾	(224)	-	(5.249)	-	(11.804)	(1.039)
Aplicaciones por utilización	(43)	(132)	-	(1.330)	-	(1.298)	(43)	(2.760)
Reclasificaciones y otros movimientos	(5.447)	1.103 ⁽⁶⁾	(2.026)	2.026	(13.572) ⁽¹⁾	(346) ⁽¹⁾	(21.045)	2.783
Diferencias de cambio y de conversión, netas	9.475	498	525	12	41.185	960	51.185	1.470
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	(35)	-	-	-	-	-	(35)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2020	<u>50.369</u>	<u>1.934</u>	<u>5.531</u>	<u>2.618</u>	<u>130.588</u>	<u>1.581</u>	<u>186.488</u>	<u>6.133</u>
Aumentos con cargo a resultados	40.607	199 ⁽⁷⁾	10.876	-	14.955	-	66.438	199
Disminuciones con cargo a resultados	(4.278)	(3.574)	(12)	-	(9.632)	-	(13.922)	(3.574)
Aplicaciones por utilización	(655)	(676)	-	(2.489)	-	(1.788)	(655)	(4.953)
Reclasificaciones y otros movimientos	(4.283)	3.938	(6.888)	6.888	(6.567) ⁽¹⁾	9.916 ⁽¹⁾	(17.738)	20.742
Diferencias de cambio y de conversión, netas	7.758	383	295	6	29.859	361	37.912	750
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	(45)	-	-	-	-	-	(45)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2021	<u>89.473</u>	<u>2.204</u>	<u>9.802</u>	<u>7.023</u>	<u>159.203</u>	<u>10.070</u>	<u>258.478</u>	<u>19.297</u>

(1) Incluye 3.349, (13.918) y 1.172 correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

(2) 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.

(3) Incluye 10.572 correspondientes al reconocimiento del pasivo por la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos por el período 2011-2017 más el devengamiento de los intereses financieros desde la fecha en la cual la Sociedad tomó la decisión de adherirse al régimen de moratoria ampliada. Ver Nota 17.

(4) Incluye el devengamiento de intereses financieros de la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos por el período 2011-2017.

(5) Incluye 3.645 correspondientes al recupero del pasivo por la adhesión al régimen de moratoria ampliada por el período 2011-2013 por la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos. Ver Nota 17.

(6) Incluye 2.953 reclasificados al rubro "Impuesto a las ganancias a pagar" por la adhesión al régimen de moratoria ampliada por el período 2011-2013 por la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos. Ver Nota 17.

(7) Incluye el devengamiento de intereses financieros de la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos por el período 2014-2017.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3HORACIO UBALDO KUNTSLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202RICARDO 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 2021, 2020 Y 2019****16. 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 han 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 medioambiente. Ver Nota 2.c).

16.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.

16.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 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 para anticipar el pago establecido en ciertas decisiones judiciales. YPF tiene el derecho a reclamar el reintegro de las sumas abonadas en función a la mencionada indemnidad.

En procesos judiciales en curso, YPF ha planteado su 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.

16.a.2) Reclamos derivados de restricciones en el mercado de gas natural

- **AES Uruguiana Empreendimentos S.A. ("AESU") y Transportadora de Gas del Mercosur S.A. ("TGM")**

Con fechas 30 de diciembre de 2016 y 4 de diciembre de 2017 YPF, AESU y Companhia do Gas do Estado do Rio Grande do Sul ("SULGAS"), e YPF y TGM celebraron acuerdos transaccionales por los que se puso fin a múltiples reclamos derivados en arbitrajes internacionales ante la Cámara de Comercio Internacional, relacionados con el contrato de venta de gas natural y el contrato conexo de transporte de gas natural, los que se habían visto afectados por circunstancias de fuerza mayor debido a medidas de redireccionamiento de gas natural de exportación al mercado interno adoptadas por el Estado Nacional.

A través de dichos acuerdos transaccionales, sin reconocer hechos ni derechos, las partes desistieron de todos los reclamos que hasta dicha fecha tenían o podían tener recíprocamente e YPF se comprometió a pagar: (i) a AESU y SULGAS la suma única y total de US\$ 60 millones (pago efectivizado el 10 de enero de 2017) y (ii) a TGM la suma de US\$ 114 millones (US\$ 107 millones en un pago inicial efectuado 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.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados YPF se encuentra en cumplimiento del cronograma de pago acordado con TGM.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019****16. 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 suscrito con dicha compañía para el transporte de gas natural asociado a entregas bajo el contrato de exportación de gas natural firmado por AESU y otras partes. La terminación del contrato con dicha compañía se fundamenta en: (a) la imposibilidad de YPF de usar y de TGN de prestar el servicio de transporte contratado, por la conjunción de (i) la rescisión del contrato de gas con 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.

TGN notificó a YPF la rescisión del contrato de transporte invocando en ello la culpa de YPF.

TGN promovió demanda por 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.

TGN también promovió demanda de daños y perjuicios contra YPF reclamando la suma de US\$ 142 millones, con más sus intereses y costas por la resolución del contrato de transporte.

El 16 de octubre de 2020, cumplidos los trámites probatorios, el Juzgado de Primera Instancia dictó una sentencia por la cual resolvió: (i) declarar abstracta la pretensión de cumplimiento de contrato de transporte firme de gas (el "Contrato"), impetrada por TGN; (ii) hacer lugar parcialmente a la demanda presentada en la causa sobre cumplimiento del Contrato, y ordenar a YPF a pagar en concepto de facturas impagas la suma a determinar por la perita contadora designada, en la etapa de ejecución de sentencia, más intereses y costas del juicio; y (iii) admitir la demanda por daños y perjuicios, y ordenar a YPF a pagar una suma de US\$ 231 millones más intereses y costas del juicio.

El 22 de octubre de 2020 YPF interpuso recursos de apelación contra la sentencia de primera instancia respecto de la causa de cumplimiento de contrato y la causa de daños y perjuicios.

El 16 de febrero de 2022 la Cámara de Apelaciones dictó sentencia por la cual resolvió: (i) confirmar la sentencia de primera instancia respecto de ordenar a YPF a pagar en concepto de facturas impagas la suma a determinar por la perita contadora designada en la etapa de ejecución de sentencia; (ii) confirmar la condena por daños y perjuicios a YPF por la suma de US\$ 231 millones más intereses, o su equivalente en pesos al tipo de cambio vendedor publicado por el BNA a la fecha de pago; (iii) disponer reducir la tasa de interés aplicable del 6% al 4% anual; y (iv) disponer costas de alzada a cargo de la parte demandada en lo relativo a la causa de daños y perjuicios y por orden de cada parte en lo relativo a la causa de cumplimiento de contrato.

El 21 de febrero de 2022 YPF interpuso recurso solicitando la corrección y/o aclaración de algunos aspectos de la sentencia de la Cámara de Apelaciones, y en lo sucesivo se interpondrán los recursos legales a los que la Sociedad tiene derecho en los plazos correspondientes y continuará defendiéndose de acuerdo con el procedimiento legal aplicable y las defensas disponibles. La sentencia no tiene carácter definitivo hasta que todos los recursos legales disponibles sean agotados.

16.a.3) Unión de Usuarios y Consumidores

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.

El 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 Sociedad a girar a la SE, con destino al fondo fiduciario creado por la Ley N° 26.020, la suma de US\$ 98 millones con más intereses que serán calculados por el perito en la etapa de liquidación.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019****16. PROVISIONES (cont.)**

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.

Ambas partes apelaron y el recurso de apelación fue concedido con efecto suspensivo.

El 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 a 1997; (ii) extiende el reclamo de la Asociación Unión de Usuarios y Consumidores por el período 1997 - 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”.

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 SE 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 6 meses de quedar firme la liquidación del monto de condena, deberá presentar los estudios de factibilidad correspondientes (Decreto N° 470/2015) junto con un plan de obras, que deberán comenzar a su vez en un plazo no mayor a 6 meses contados desde la presentación de los estudios de factibilidad.

Finalmente, la Sociedad interpuso recurso extraordinario contra la sentencia de Cámara, el cual fue concedido y se elevó el expediente a la CSJN, encontrándose aún suspendida la ejecución de la sentencia de Cámara. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el recurso extraordinario interpuesto no ha sido resuelto.

El 2 de junio de 2021, la CSJN envió dicho expediente a la Procuración General de La Nación para que dictamine sobre la procedencia del recurso extraordinario.

16.a.4) Reclamos ambientales

- **La Plata**

En relación con la operación de la Refinería que YPF posee en La Plata, existen ciertos reclamos judiciales, en su mayoría promovidos por vecinos de la zona, por (i) compensación de daños y perjuicios originados en la supuesta contaminación ambiental producida por la operación de la Refinería, y (ii) la remediación ambiental de los canales adyacentes a dicha Refinería. Estos reclamos, en caso de prosperar, podrían determinar la realización de inversiones adicionales vinculadas a la operación de la Refinería La Plata.

En 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.

El 25 de enero de 2011 YPF suscribió 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 por la Resolución N° 88/2010 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 tendría una duración de 8 años, y que implicaba 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 2021, dicho estudio arrojó como resultado que entre el 88% y 91% de los hidrocarburos presentes en los canales se depositaron antes de 1991. En dicho contexto YPF, con la conformidad del OPDS, ha llevado adelante diversos estudios y caracterizaciones a través de consultores especializados cuyos avances han sido puestos en conocimiento del organismo provincial. El convenio fue reemplazado mediante Resolución N° 380/2019 emitida por dicho Organismo que aprueba la modalidad de remediación sugerida por YPF (recuperación natural monitoreada) por 24 meses. YPF ha respondido todos los puntos solicitados por el OPDS y solicitó la prórroga de dicha Resolución. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados dicha solicitud se encuentra pendiente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 2021, 2020 Y 2019****16. PROVISIONES (cont.)**

En el marco de uno de los reclamos judiciales antes mencionados, el 7 de febrero de 2021 la Sociedad fue notificada de una sentencia de primera instancia mediante la cual se consideró que el daño ambiental se encontraba acreditado, por lo que dispuso la obligación de cese y recomposición del daño ambiental respecto a los canales de la Refinería La Plata. Dicha sentencia determinó que la responsabilidad por los daños es mancomunada entre las codemandadas y determinó los porcentajes de responsabilidad: 90% para YPF (80% sobre el Estado Nacional y 20% sobre YPF) y 10% para 2 empresas codemandadas. Dicha sentencia ha sido apelada por la Sociedad.

- **Quilmes**

En relación a una pérdida de combustible en el poliducto La Plata-Dock Sud (Progresiva 37), que actualmente opera YPF, ocurrido en el año 1988 siendo YPF una sociedad del Estado Nacional, como consecuencia de un hecho ilícito que generó la rotura del poliducto, existen ciertos reclamos judiciales, en su mayoría promovidos por vecinos de la zona donde reclaman (i) la indemnización de daños personales supuestamente ocasionados por dicho evento y (ii) la remediación ambiental. Estos procesos se encuentran en etapa probatoria. 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.

- **Otros procesos judiciales ambientales**

Adicionalmente a lo previamente mencionado, el Grupo tiene otros procesos judiciales activos en materia ambiental donde se reclaman (i) daños y perjuicios individuales y/o (ii) la remediación ambiental y/o (iii) daños y perjuicios colectivos. Dichos procesos se encuentran vinculados a la actividad que el Grupo desarrolla en distintas jurisdicciones del país. 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.

16.a.5) Reclamos fiscales

- **Controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos**

La Sociedad ha registrado el costo por abandono de pozos de hidrocarburos 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 abandono de pozos de hidrocarburos 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.

La AFIP entiende que la deducción de los gastos de taponamiento por abandono de pozos de hidrocarburos 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 de hidrocarburos 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 de que controversias similares han sido planteadas por la AFIP a otras compañías de la industria petrolera.

En este sentido, en 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 de hidrocarburos lo constituye la perforación.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019****16. PROVISIONES (cont.)**

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.

El 29 de diciembre de 2016 la Sociedad fue notificada de 2 resoluciones determinativas ajustando el impuesto a las ganancias por los períodos fiscales 2005 a 2009. YPF presentó el 20 de febrero de 2017 el correspondiente recurso de apelación ante el TFN por dichas determinaciones de oficio recibidas.

El 15 de junio de 2018 la Sociedad fue notificada de la resolución determinativa mediante la cual se ha ajustado el impuesto a las ganancias del período fiscal 2010. El 10 de julio de 2018 la Sociedad presentó el recurso correspondiente ante el TFN.

El 7 de noviembre de 2018 la Sociedad fue notificada por la AFIP del inicio del procedimiento determinativo respecto del ajuste proyectado por los períodos fiscales 2011 a 2016. La Sociedad presentó ante la AFIP su descargo el 21 de diciembre de 2018.

El 6 de mayo de 2019 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 4.477/2019 que establecía un régimen de facilidades de pago respecto de las deudas por obligaciones impositivas ante el TFN, cuya adhesión expiraba 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 el 19 de junio de 2019 adhirió al régimen establecido por dicha Resolución General AFIP N° 4.477/2019 terminando así con la controversia correspondiente a los períodos 2005 a 2010 que se encontraba en instancia del TFN.

El 3 de febrero de 2020 la Sociedad fue notificada por la AFIP del inicio del procedimiento determinativo respecto del ajuste proyectado por el período 2017. La Sociedad presentó su descargo ante la AFIP el 17 de marzo de 2020.

El 26 de agosto de 2020 se publicó en el BO la Ley N° 27.562, la cual amplía el régimen de regularización de obligaciones impositivas, previsionales y aduaneras originariamente establecido por la Ley N° 27.541, que fuera reglamentado por la Resolución General AFIP N° 4.816/2020.

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 el régimen de regularización de la Ley N° 27.562 para el impuesto a las ganancias y para las compensaciones realizadas oportunamente con los saldos a favor generados por dicho impuesto, y el 30 de noviembre de 2020 adhirió al mencionado régimen por los períodos fiscales 2011 a 2013 por 2.953, terminando así con la controversia correspondiente a dichos períodos. Asimismo, procedió a refinanciar la deuda de los períodos fiscales 2005 a 2010 oportunamente regularizada bajo el régimen de la Resolución General AFIP N° 4.477/2019.

El 9 de junio de 2021 YPF renunció a la prescripción correspondiente al período fiscal 2014 a efectos de que los fundamentos del descargo presentado por la Sociedad el 21 de diciembre de 2018 pudieran ser analizados por la AFIP en el marco del expediente administrativo.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados subsiste la controversia por los períodos fiscales 2014 a 2017 en etapa administrativa ante la AFIP por un importe con más intereses de 5.537. Ver Nota 35.e.1).

Respecto a los períodos posteriores al 2018 inclusive, cabe destacar que, a partir de la Reforma Tributaria promulgada en diciembre de 2017, se admitió la deducción de los gastos de abandono de pozos de hidrocarburos al momento de la perforación al considerarlos como parte del costo de inversión, con independencia del período en que se realice la efectiva erogación.

16.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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019****16. PROVISIONES (cont.)****16.b) Provisión para gastos de medioambiente 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.

17. 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 2021, 2020 y 2019 es el siguiente:

	2021	2020	2019
Impuesto a las ganancias corriente	(1.882)	(1.247)	(1.938)
Impuesto diferido	(62.527)	(19.752)	(3.588)
	(64.409)	(20.999)	(5.526)
Impuesto a las ganancias - Abandono de pozos	-	6.410 ⁽⁴⁾	(16.239) ⁽²⁾
Impuesto especial - Revalúo impositivo Ley N° 27.430	-	-	(4.604) ⁽³⁾
	(64.409)	(14.589)	(26.369)

(1) Incluye (5.175) correspondientes a la reversión de quebrantos relacionados con la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos. Ver Nota 16.

(2) Incluye (10.610) correspondientes a intereses relacionados con la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos determinados a la fecha en la cual la Sociedad tomó la decisión de adherirse al plan de facilidades de pago. Ver Nota 16.

(3) Incluye (4.562) correspondientes a YPF (ver Nota 35.e.1)) y (42) correspondientes a YTEC.

(4) Corresponde principalmente a la ganancia por los intereses condonados como resultado de la adhesión al régimen de moratoria ampliada asociada a la deducción del costo por abandono de pozos. Ver Nota 16.

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 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:

	2021	2020	2019
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	63.601	(56.428)	(7.010)
Tasa impositiva vigente promedio	34,37% ⁽⁴⁾	30,00%	30,00%
Tasa impositiva vigente promedio aplicada al resultado neto antes de impuesto a las ganancias	(21.857)	16.928	2.103
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, neto	49.300	(62.218)	(20.189)
Efecto de las diferencias de cambio y otros resultados asociados a la valuación de la moneda, neto ⁽¹⁾	(49.946)	24.242	22.553
Efecto de la valuación de inventarios	(10.503)	(11.102)	(11.553)
Resultado de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9.442	3.981	2.390
Efecto por cambio de tasa impositiva	(40.743) ⁽³⁾	4.286 ⁽²⁾	1.956 ⁽²⁾
Controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos	-	-	(5.175)
Intereses relacionados con el plan de facilidades de pago por la controversia asociada a la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos	-	(657)	1.333
Diversos	(102)	3.541	1.056
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	(64.409)	(20.999)	(5.526)

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

(2) Corresponde a la remediación de los saldos de impuesto diferido a la tasa estimada vigente al momento de su reversión, ver Notas 2.b.15) y 35.e.1).

(3) Corresponde al efecto del cambio de la tasa impositiva sobre los saldos diferidos iniciales a la tasa estimada vigente al momento de su reversión, correspondientes a la modificación establecida por la Ley N° 27.630. Ver Nota 35.e.1).

(4) Corresponde a la tasa impositiva proyectada promedio de YPF y sus subsidiarias de acuerdo con la modificación de la Ley N° 27.630. Ver Nota 35.e.1).

El Grupo ha clasificado 1.336 como impuesto a las ganancias a pagar corriente, los cuales incluyen 513 correspondientes a las 12 cuotas relacionadas con el plan de facilidades de pago (ver Nota 16). Asimismo, el Grupo ha clasificado 3.026 como impuesto a las ganancias a pagar no corriente, los cuales incluyen principalmente 3.009 correspondientes a las 71 cuotas restantes del mencionado plan.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019****17. IMPUESTO A LAS GANANCIAS (cont.)**

Asimismo, la composición del impuesto diferido al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 es la siguiente:

	2021	2020	2019
<u>Activos impositivos diferidos</u>			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	39.028	14.701	5.344
Quebrantos	2.763	82.601	52.443
Diversos	1.637	1.629	937
Total activo impositivo diferido	43.428	98.931	58.724
<u>Pasivos impositivos diferidos</u>			
Propiedades, planta y equipo	(156.554)	(144.900)	(110.704)
Ajuste por inflación impositivo	(66.056)	(67.107)	(38.177)
Diversos	(4.076)	(3.904)	(5.491)
Total pasivo impositivo diferido	(226.686)	(215.911)	(154.372)
Total impuesto diferido, neto	(183.258) ⁽¹⁾	(116.980) ⁽¹⁾	(95.648) ⁽¹⁾

(1) Incluye (3.751), (1.957) y (1.523) al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente, correspondientes al ajuste por inflación del pasivo diferido al inicio de las subsidiarias con moneda funcional peso el cual fue imputado a los otros resultados integrales.

El Grupo posee un activo diferido por quebrantos acumulados de 2.763 al 31 de diciembre de 2021. 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 ha estimado impuesto a las ganancias a pagar por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 que será compensado con quebrantos acumulados de ejercicios anteriores. El Grupo estima que al 31 de diciembre de 2021 es probable que realice todos los activos por impuesto diferido registrados.

Al 31 de diciembre de 2021 los quebrantos impositivos del Grupo a la tasa esperada de recupero son los siguientes:

Fecha de generación	Fecha de vencimiento	Jurisdicción	Monto
2016	2021	Argentina	-
2017	2022	Argentina	-
2018	2023	Argentina	-
2019	2024	Argentina	575
2020	2025	Argentina	2.188
			<u>2.763</u>

El crédito por quebrantos impositivos no registrado por el Grupo ascendió a 3.789 con vencimiento entre los años 2022 y 2025 y 956 con vencimiento entre los años 2021 y 2025 al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre 2020, respectivamente. Al 31 de diciembre 2019 no existen activos por impuestos diferidos no registrados significativos.

Al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 se han clasificado como activo por impuesto diferido 1.921, 2.629 y 1.583, respectivamente, y como pasivo por impuesto diferido 185.179, 119.609 y 97.231, respectivamente, que surgen 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 2021, 2020 y 2019 las causas que generaron imputaciones dentro de los otros resultados integrales no generaron diferencias temporales objeto de impuesto a las ganancias.

18. CARGAS FISCALES

	2021		2020		2019	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
IVA	-	2.002	-	3.523	-	3.532
Retenciones y percepciones	-	3.251	-	1.838	-	2.070
Regalías	-	6.304	-	3.886	-	1.268
Impuesto a los combustibles	-	711	-	3.142	-	635
IIBB	-	322	-	227	-	512
Diversos	201	2.081	215	3.148	1.428	3.420
	<u>201</u>	<u>14.671</u>	<u>215</u>	<u>15.764</u>	<u>1.428</u>	<u>11.437</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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 2021, 2020 Y 2019****19. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES**

	2021		2020		2019	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Remuneraciones y cargas sociales	-	4.955	-	3.318	-	2.976
Provisión por bonificaciones e incentivos	-	6.874	-	4.403	-	3.468
Provisión por vacaciones	-	7.196	-	4.812	-	3.610
Otros beneficios a los empleados	3.262	4.434	3.860	2.401	-	150
	<u>3.262</u>	<u>23.459</u>	<u>3.860</u>	<u>14.934</u>	<u>-</u>	<u>10.204</u>

(1) Incluye el plan de retiro voluntario ejecutado por el Grupo.

20. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

	2021		2020		2019	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Pasivos por arrendamientos	28.335	27.287	24.172	22.098	40.391	21.389

Dichos pasivos se encuentran descontados a las siguientes tasas:

Plazo de arrendamiento	2021	Tasa efectiva promedio mensual utilizada	2020	Tasa efectiva promedio mensual utilizada	2019	Tasa efectiva promedio mensual utilizada
De 0 a 1 año	3.312	0,80%	5.370	0,93%	3.778	0,56%
De 1 a 2 años	11.952	1,03%	10.544	0,76%	7.634	0,73%
De 2 a 3 años	15.318	1,15%	6.602	0,79%	11.813	0,72%
De 3 a 4 años	11.134	1,25%	9.610	0,87%	5.404	0,70%
De 4 a 5 años	4.310	0,96%	2.674	0,92%	10.732	0,70%
De 5 a 9 años	8.836	0,89%	7.917	0,92%	2.498	0,78%
A más de 9 años	760	0,80%	3.553	0,82%	19.921	0,98%
	<u>55.622</u>		<u>46.270</u>		<u>61.780</u>	

La actualización financiera devengada en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 proveniente de los contratos por arrendamientos asciende a 5.331, 5.706 y 2.885, respectivamente. De dicha actualización 4.311, 4.739 y 2.574 fueron expuestos en la línea "Actualizaciones financieras" en los costos financieros del rubro "Resultados financieros, netos" del estado de resultados integrales, y 1.020, 967 y 311 fueron capitalizados en el rubro "Propiedades, planta y equipo" por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2021 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 los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 es la siguiente:

	2021	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	46.270	61.780	23.059
Altas de arrendamientos	27.745	11.421	39.779
Aumentos por actualización financiera	5.331	5.706	2.885
Bajas de arrendamientos	(4.352)	(28.914)	(1.741)
Pagos	(28.526)	(23.290)	(15.208)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	9.213	19.548	12.999
Resultado por la posición monetaria neta ⁽¹⁾	(59)	19	7
Saldo al cierre del ejercicio	<u>55.622</u>	<u>46.270</u>	<u>61.780</u>

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

(2) Saldo correspondiente a la aplicación inicial de NIIF 16.

(3) Incluye la baja por el contrato de charter de la barcaza licuefactora con Exmar Energy Netherlands B.V., ver Nota 34.d).

El total de los cargos imputados al resultado integral del ejercicio y de las capitalizaciones por los arrendamientos de corto plazo y bajo valor, y por los arrendamientos de pagos variables relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente, asciende a 10.953, 11.764 y 13.886 al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 2021, 2020 Y 2019

21. PRÉSTAMOS

				2021		2020		2019	
				No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
En pesos	Tasa de interés ⁽¹⁾	Vencimiento							
ON ⁽⁴⁾	16,50% - 34,27%	2022-2024	6.897	5.700	6.435	17.254	8.619	27.481	
Prefinanciación de exportaciones	-	-	-	-	-	5.465	-	-	
Préstamos financieros	40,72% - 64,73%	2022-2024	13.955	7.220	5.375	6.818	-	3.687	
Adelantos en cuenta corriente	34,00% - 34,00%	2022	-	794	-	-	-	2.103	
			<u>20.852</u>	<u>13.714</u>	<u>11.810</u>	<u>29.537</u>	<u>8.619</u>	<u>33.271</u>	
En monedas distintas del peso									
ON ^{(2) (3)}	0,00% - 10,00%	2022-2047	636.822	55.517	496.377	62.052	375.560	13.279	
Prefinanciación de exportaciones ⁽⁵⁾	2,50% - 5,50%	2022-2023	1.256	4.358	12.608	25.662	10.762	33.100	
Financiación de importaciones	5,80% - 5,80%	2022	-	330	-	-	-	17.876	
Préstamos financieros	0,87% - 10,75%	2022-2027	11.605	12.761	6.780	33.480	24.710	9.583	
			<u>649.683</u>	<u>72.966</u>	<u>515.765</u>	<u>121.194</u>	<u>411.032</u>	<u>73.838</u>	
			<u>670.535</u>	<u>86.680</u>	<u>527.575</u>	<u>150.731</u>	<u>419.651</u>	<u>107.109</u>	

(1) Tasa de interés nominal anual vigente al 31 de diciembre de 2021.

(2) Se exponen netas de 360 y 326 de ON propias en cartera recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2021 y 2019, respectivamente.

(3) Incluye 61.811, 20.946 y 4.643 al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente, de valor nominal que serán canceladas en pesos al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.

(4) Incluye 4.602, 4.602 y 15.850 al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente, de valor nominal que serán canceladas en dólares al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.

(5) Incluye 174, 4.791 y 4.933 al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente, por prefinanciación de exportaciones otorgadas por el BNA que devengan interés a una tasa promedio ponderada del 5,50%, 5,85% y 6,89%, respectivamente.

A continuación se incluye la evolución de los préstamos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

	2021	2020	2019
Saldo al inicio del ejercicio	<u>678.306</u>	<u>526.760</u>	<u>335.078</u>
Tomas de préstamos	97.420	139.018	97.351
Pagos de préstamos	(161.016)	(174.913)	(93.456)
Pagos de intereses	(58.454)	(60.681)	(41.606)
Intereses devengados ⁽¹⁾	66.950	58.979	44.570
Diferencias de cambio y de conversión, netas	136.280	187.455	185.420
Resultado por canje de deuda	(1.855)	2.097	-
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	(416)	(409)	(597)
Saldo al cierre del ejercicio	<u>757.215</u>	<u>678.306</u>	<u>526.760</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.

El monto nominal máximo en circulación en cualquier momento de los programas de ON 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. El 7 de enero de 2021, el Directorio de la Sociedad resolvió autorizar el incremento del monto de emisión por hasta US\$ 6.500 millones o su equivalente en otras monedas bajo el régimen de Emisor Frecuente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019****21. PRÉSTAMOS (cont.)**

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

Mes	Año	Valor nominal	Ref.	Clase	Tasa de interés ⁽¹⁾	Vencimiento	2021		2020		2019	
							No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
YPF												
-	1998	US\$ 15	(1) (6)	-	Fija 10,00%	2028	1.521	26	1.245	20	886	15
Abril	2013	\$ 2.250	(2) (4) (6) (7)	Clase XVII	-	-	-	-	-	-	-	1.217
Junio	2013	\$ 1.265	(2) (4) (6)	Clase XX	-	-	-	-	-	-	-	643
Julio	2013	US\$ 92	(2) (5) (6)	Clase XXII	-	-	-	-	-	-	-	729
Abril, Febrero, Octubre	2014/15/16	US\$ 1.522	(2) (4) (6)	Clase XXVIII	Fija 8,75%	2024	62.193	28.598	127.938	2.705	91.010	1.925
Marzo	2014	\$ 500	(2) (6) (7)	Clase XXIX	-	-	-	-	-	-	-	206
Septiembre	2014	\$ 1.000	(2) (6) (7)	Clase XXXIV	BADLAR + 0,1%	34,27%	334	213	500	224	667	279
Febrero	2015	\$ 950	(2) (6) (7)	Clase XXXVI	-	-	-	-	-	-	-	1.161
Abril	2015	\$ 935	(2) (4) (6)	Clase XXXVIII	-	-	-	-	-	-	-	349
Abril	2015	US\$ 1.500	(2) (6)	Clase XXXIX	Fija 8,50%	2025	116.140	4.167	126.075	4.554	89.416	3.230
Septiembre	2015	\$ 1.900	(2) (6) (7)	Clase XLI	-	-	-	-	-	-	-	719
Septiembre, Diciembre	2015/19	\$ 5.196	(2) (4) (6)	Clase XLII	-	-	-	-	-	-	-	5.952
Octubre	2015	\$ 2.000	(2) (6) (7)	Clase XLIII	BADLAR 34,17%	2023	667	755	1.333	794	2.000	183
Marzo, Enero	2016/20	\$ 5.455	(2) (4) (6)	Clase XLVI	-	-	-	-	-	6.116	1.350	251
Marzo	2016	US\$ 1.000	(2) (6)	Clase XLVII	-	-	-	-	-	35.488	59.790	1.383
Abril	2016	US\$ 46	(2) (5) (6)	Clase XLVIII	-	-	-	-	-	-	-	2.785
Abril	2016	\$ 535	(2) (6)	Clase XLIX	-	-	-	-	-	-	-	593
Julio	2016	\$ 11.248	(2) (6) (8)	Clase L	-	-	-	-	-	-	-	12.902
Mayo	2017	\$ 4.602	(2) (6) (8)	Clase LII	Fija 16,50%	2022	-	4.712	4.602	110	4.602	108
Julio, Diciembre	2017	US\$ 1.000	(2) (6)	Clase LIII	Fija 6,95%	2027	83.658	2.531	84.920	2.588	60.399	1.890

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202RICARDO 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 2021, 2020 Y 2019
21. PRÉSTAMOS (cont.)

Mes	Año	Valor nominal	Ref.	Clase	Tasa de interés ⁽³⁾	Vencimiento	2021		2020		2019	
							No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Diciembre	2017	US\$ 750	(2) (6)	Clase LIV	Fija 7,00%	2047	54.702	154	62.309	176	44.311	126
Junio	2019	US\$ 500	(6) (9)	Clase I	Fija 8,50%	2029	40.740	39	41.828	40	29.748	17
Diciembre	2019	\$ 1.683	(6) (9)	Clase II	-	-	-	-	-	-	-	1.729
Diciembre, Abril, Mayo, Junio	2019/20	\$ 3.708	(6) (9)	Clase III	-	-	-	-	-	-	-	1.189
Diciembre	2019	US\$ 19	(5) (6) (9)	Clase IV	-	-	-	-	-	-	-	1.179
Enero	2020	\$ 2.112	(6) (9)	Clase V	-	-	-	-	-	2.261	-	-
Enero, Marzo	2020	\$ 5.006	(6) (9)	Clase VI	-	-	-	-	-	5.366	-	-
Enero	2020	US\$ 10	(5) (6) (9)	Clase VII	-	-	-	-	-	840	-	-
Marzo	2020	US\$ 9	(6) (9)	Clase VIII	-	-	-	-	-	755	-	-
Marzo	2020	US\$ 4	(6) (9)	Clase IX	-	-	-	-	-	331	-	-
Mayo	2020	US\$ 93	(5) (6) (9)	Clase XI	-	-	-	-	-	7.836	-	-
Junio	2020	US\$ 78	(5) (6) (9)	Clase XII	Fija 1,50%	2022	-	7.688	6.587	5	-	-
Julio	2020	US\$ 543	(6) (9)	Clase XIII	Fija 8,50%	2025	21.652	9.353	39.784	6.706	-	-
Diciembre, Febrero	2020/21	US\$ 143	(5) (6) (9)	Clase XIV	Fija 2,00%	2023	14.701	22	5.691	8	-	-
Diciembre	2020	\$ 2.316	(6) (9)	Clase XV	-	-	-	-	-	2.383	-	-
Febrero	2021	US\$ 775	(6) (9)	Clase XVI	Fija 4,00%	2026	75.944	899	-	-	-	-
Febrero	2021	US\$ 748	(6) (9)	Clase XVII	Fija 2,50%	2029	73.484	18	-	-	-	-
Febrero	2021	US\$ 576	(6) (9)	Clase XVIII	Fija 1,50%	2033	52.658	1.015	-	-	-	-
Febrero	2021	\$ 4.128	(6) (9) (10)	Clase XIX	Fija 3,50%	2024	5.896	20	-	-	-	-
Julio	2021	US\$ 384	(5) (9)	Clase XX	Fija 5,75%	2032	39.429	1.007	-	-	-	-
							<u>643.719</u>	<u>61.217</u>	<u>502.812</u>	<u>79.306</u>	<u>384.179</u>	<u>40.760</u>

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

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

(3) Tasa de interés nominal anual vigente al 31 de diciembre de 2021.

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

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

(9) Corresponde al Régimen de Emisor Frecuente.

(10) La moneda de pago de esta emisión es el peso a la cotización UVA aplicable de acuerdo a las condiciones de la serie emitida.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



21. PRÉSTAMOS (cont.)

Canje de ON

El 2 de julio de 2020 YPF ofreció las ON Clase XIII denominadas en dólares a tasa fija del 8,5% amortizables con vencimiento en 2025 por un valor nominal de hasta US\$ 950 millones y un pago de US\$ 100 en efectivo por cada US\$ 1.000 en monto de capital, a ser emitidas en canje por las ON Clase XLVII emitidas el 23 de marzo de 2016 por un valor nominal de US\$ 1.000 millones con vencimiento en 2021.

Asimismo, el 13 de julio de 2020, YPF anunció ciertas modificaciones relacionadas con la oferta, ofreciendo las ON Clase XIII por un valor nominal de hasta US\$ 925 millones y un pago de US\$ 125 en efectivo por cada US\$ 1.000 en monto de capital.

El 31 de julio de 2020 se produjo el vencimiento final de la operación. El valor nominal de las ON Clase XLVII presentadas al canje fue de US\$ 587,3 millones, representando una adhesión del 58,73%. Como resultado de la operación, YPF emitió ON Clase XIII por US\$ 542,8 millones y efectuó un pago de US\$ 90 millones en efectivo (incluyendo los intereses devengados y no pagados por las ON Clase XLVII).

YPF evaluó si los instrumentos sujetos a canje eran sustancialmente diferentes, considerando tanto aspectos cualitativos (por ejemplo, moneda, plazo y tasa) como cuantitativos (si el valor presente de los flujos de efectivo descontados bajo las nuevas condiciones, incluyendo cualquier comisión pagada neta de cualquier comisión recibida, y utilizando para hacer el descuento la tasa de interés efectiva original, difiere al menos en un 10% del valor presente descontado de los flujos de efectivo que todavía resten del pasivo financiero original). En este sentido, la Sociedad reconoció el canje de las ON como una modificación de acuerdo con la NIIF 9 "Instrumentos financieros" debido a que los instrumentos sujetos a canje no son sustancialmente diferentes. Como resultado de la operación, YPF reconoció una pérdida de 2.097 (ver Nota 28).

En el contexto de las restricciones cambiarias planteadas por la Comunicación "A" 7.106 del BCRA (ver Nota 35.g)) y previa consulta formal al BCRA, la cual fuera respondida por la negativa, respecto de la posibilidad de dar cumplimiento a dicha normativa por medio del refinanciamiento alcanzado en julio de 2020 en relación con las ON Clase XLVII con vencimiento en 2021, y con el objetivo adicional de alivianar los compromisos financieros de la Sociedad para los próximos 2 años, el 7 de enero de 2021 YPF lanzó una oferta de canje de las ON Clases XLVII, XXVIII, XIII, XXXIX, LIII, I y LIV (las "Obligaciones Negociables Existentes"), por nuevas ON Clases XVI, XVII y XVIII (las "Obligaciones Negociables Nuevas") denominadas en dólares a tasa fija creciente, las cuales oscilan entre el 1,5% y el 9%, amortizables entre los años 2023 y 2033, incluyendo un pago inicial en efectivo para las ON Clase XLVII.

Las Obligaciones Negociables Nuevas contienen cláusulas habituales de covenants, similares a las Obligaciones Negociables Existentes. Adicionalmente, las ON Clase XVI se encuentran garantizadas por (i) la cesión de derechos de cobro generados por la exportación de ciertos productos en virtud de acuerdos de venta celebrados por YPF con traders ampliamente reconocidos en el mercado; y (ii) por una prenda en primer grado de privilegio sobre acciones de YPF EE que representan el 50% del capital social en circulación y derechos de voto de esta compañía, mientras se mantenga en circulación al menos el 50% del capital de las ON Clase XVI.

El 11 de febrero de 2021, habiendo concluido el período de participación temprana para los tenedores de la ON Clase XLVII y la oferta de canje para el resto de las Obligaciones Negociables Existentes, YPF alcanzó un nivel de participación global al canje del 32% y del 59,8% de la ON Clase XLVII. Con dichos resultados y considerando que la refinanciación de pagos de capital e intereses de todas las Obligaciones Negociables Existentes que ingresaron al canje supera ampliamente el requerimiento de refinanciación del 60% de la ON Clase XLVII, ese mismo día el BCRA aprobó el acceso por parte de YPF al mercado libre de cambios para realizar el pago del componente en efectivo ofrecido a los tenedores que presentaron la ON Clase XLVII en canje y para pagar las ON XLVII no canjeadas a su fecha de vencimiento. Asimismo, el BCRA autorizó el acceso al mercado libre de cambios para el pago de la totalidad de las ON Clase VIII con vencimiento en marzo de 2021 por US\$ 9 millones.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 2021, 2020 Y 2019****21. PRÉSTAMOS (cont.)**

En consecuencia, con fechas 12 de febrero de 2021 y 1 de marzo (fecha de cierre de participación tardía de tenedores de la ON Clase XLVII) YPF emitió las nuevas ON Clases XVI, XVII y XVIII por un monto de capital de US\$ 775,8 millones, US\$ 747,8 millones y US\$ 575,6 millones, respectivamente, y se recibieron instrucciones de presentación al canje relacionadas con las Obligaciones Negociables Existentes según se detalla a continuación:

- ON Clase XLVII por un monto de capital de US\$ 247,3 millones.
- ON Clase XXVIII por un monto de capital de US\$ 656,4 millones.
- ON Clase XIII por un monto de capital de US\$ 201,7 millones.
- ON Clase XXXIX por un monto de capital de US\$ 368,2 millones.
- ON Clase LIII por un monto de capital de US\$ 190,7 millones.
- ON Clase I por un monto de capital de US\$ 101,0 millones.
- ON Clase LIV por un monto de capital de US\$ 213,4 millones.

YPF evaluó si los instrumentos sujetos a canje eran sustancialmente diferentes, considerando tanto aspectos cualitativos (por ejemplo, moneda, plazo y tasa) como cuantitativos (si el valor presente de los flujos de efectivo descontados bajo las nuevas condiciones, incluyendo cualquier comisión pagada neta de cualquier comisión recibida, y utilizando para hacer el descuento las tasas de interés efectivas originales, difiere al menos en un 10% del valor presente descontado de los flujos de efectivo que todavía resten de los pasivos financieros originales). En este sentido, la Sociedad reconoció el canje de las ON como una modificación de acuerdo con la NIIF 9 "Instrumentos financieros" debido a que los instrumentos sujetos a canje no son sustancialmente diferentes. Como resultado de la operación, YPF reconoció una ganancia de 1.855 (ver Nota 28).

22. OTROS PASIVOS

	2021		2020		2019	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Extensión de concesiones	823	824	710	711	529	593
Pasivos por reclamos contractuales ⁽¹⁾	145	2.618	2.250	7.250	170	59
Diversos	-	26	1	1.101	4	658
	<u>968</u>	<u>3.468</u>	<u>2.961</u>	<u>9.062</u>	<u>703</u>	<u>1.310</u>

(1) Ver Nota 34.d).

23. CUENTAS POR PAGAR

	2021		2020		2019	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	752	193.159	682	136.930	1.869	145.942
Depósitos en garantía	44	677	28	766	21	704
Deudas con socios de Uniones Transitorias y Consorcios	92	6.203	-	5.080	575	851
Diversos	-	1.512	-	1.607	-	1.098
	<u>888</u>	<u>201.551</u>	<u>710</u>	<u>144.383</u>	<u>2.465</u>	<u>148.595</u>

(1) Para información sobre partes relacionadas, ver Nota 36.

24. INGRESOS

	2021	2020	2019
Ventas de bienes y servicios	1.286.688	682.928	686.644
Incentivos otorgados por el Estado Nacional ⁽¹⁾	28.259	9.586	13.266
Impuesto sobre los ingresos brutos	(43.617)	(23.328)	(21.315)
	<u>1.271.330</u>	<u>669.186</u>	<u>678.595</u>

(1) Ver Nota 36.

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 excepción de los incentivos otorgados por el Estado Nacional.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019



24. INGRESOS (cont.)

• Desagregación de los ingresos

Tipo de bien o servicio

2021					
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros	Total
Gas oil	-	430.175	-	-	430.175
Naftas	-	262.326	-	-	262.326
Gas natural ⁽¹⁾	-	1.623	166.456	-	168.079
Crudo	-	6.055	-	-	6.055
Aerokerosene	-	32.446	-	-	32.446
Lubricantes y derivados	-	50.925	-	-	50.925
GLP	-	43.903	-	-	43.903
Fuel oil	-	20.045	-	-	20.045
Petroquímicos	-	45.501	-	-	45.501
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	49.582	-	-	49.582
Harinas, aceites y granos	-	60.112	-	-	60.112
Asfaltos	-	11.149	-	-	11.149
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio	-	7.204	-	-	7.204
Ingresos por servicios	-	-	-	8.150	8.150
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	13.298	13.298
Nafta virgen	-	16.546	-	-	16.546
Carbón residual	-	18.453	-	-	18.453
Regasificación de gas natural licuado	-	-	4.079	-	4.079
Otros bienes y servicios	4.780	11.326	10.012	12.542	38.660
	<u>4.780</u>	<u>1.067.371</u>	<u>180.547</u>	<u>33.990</u>	<u>1.286.688</u>
2020					
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros	Total
Gas oil	-	237.732	-	-	237.732
Naftas	-	127.139	-	-	127.139
Gas natural ⁽¹⁾	-	823	105.285	-	106.108
Crudo	-	14.524	-	-	14.524
Aerokerosene	-	15.429	-	-	15.429
Lubricantes y derivados	-	22.139	-	-	22.139
GLP	-	13.089	-	-	13.089
Fuel oil	-	13.653	-	-	13.653
Petroquímicos	-	20.186	-	-	20.186
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	23.042	-	-	23.042
Harinas, aceites y granos	-	31.315	-	-	31.315
Asfaltos	-	3.288	-	-	3.288
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio	-	3.825	-	-	3.825
Ingresos por servicios	-	-	-	3.574	3.574
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	8.428	8.428
Nafta virgen	-	6.393	-	-	6.393
Carbón residual	-	5.619	-	-	5.619
Regasificación de gas natural licuado	-	-	5.025	-	5.025
Otros bienes y servicios	2.472	7.977	8.866	3.105	22.420
	<u>2.472</u>	<u>546.173</u>	<u>119.176</u>	<u>15.107</u>	<u>682.928</u>
2019					
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros	Total
Gas oil	-	222.472	-	-	222.472
Naftas	-	141.511	-	-	141.511
Gas natural ⁽¹⁾	-	1.521	112.501	-	114.022
Crudo	-	14.703	-	-	14.703
Aerokerosene	-	44.075	-	-	44.075
Lubricantes y derivados	-	14.525	-	-	14.525
GLP	-	14.643	-	-	14.643
Fuel oil	-	7.040	-	-	7.040
Petroquímicos	-	21.742	-	-	21.742
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	9.541	-	-	9.541
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 gas natural licuado	-	-	2.731	-	2.731
Otros bienes y servicios	2.087	5.520	10.621	3.663	21.891
	<u>2.087</u>	<u>537.791</u>	<u>125.853</u>	<u>20.913</u>	<u>686.644</u>

(1) Incluye 125.376, 70.256 y 71.491 correspondientes a ventas de gas natural de producción propia por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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 2021, 2020 Y 2019****24. INGRESOS (cont.)**Canales de venta

2021					
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros	Total
Estaciones de servicio	-	468.952	-	-	468.952
Usinas	-	12.297	46.283	-	58.580
Distribuidoras	-	-	24.347	-	24.347
Distribución minorista de gas natural	-	-	39.523	-	39.523
Industrias, transporte y aviación	-	202.128	56.303	-	258.431
Agro	-	183.204	-	-	183.204
Industria petroquímica	-	64.238	-	-	64.238
Trading	-	55.469	-	-	55.469
Compañías petroleras	-	54.705	-	-	54.705
Comercialización de gas licuado de petróleo	-	14.105	-	-	14.105
Otros canales de venta	4.780	12.273	14.091	33.990	65.134
	4.780	1.067.371	180.547	33.990	1.286.688

2020					
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros	Total
Estaciones de servicio	-	241.547	-	-	241.547
Usinas	-	14.600	13.411	-	28.011
Distribuidoras	-	-	28.895	-	28.895
Distribución minorista de gas natural	-	-	33.995	-	33.995
Industrias, transporte y aviación	-	87.757	28.984	-	116.741
Agro	-	92.677	-	-	92.677
Industria petroquímica	-	23.215	-	-	23.215
Trading	-	40.359	-	-	40.359
Compañías petroleras	-	26.032	-	-	26.032
Comercialización de gas licuado de petróleo	-	6.544	-	-	6.544
Otros canales de venta	2.472	13.442	13.891	15.107	44.912
	2.472	546.173	119.176	15.107	682.928

2019					
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros	Total
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 gas licuado de petróleo	-	6.087	-	-	6.087
Otros canales de venta	2.087	8.379	13.352	20.913	44.731
	2.087	537.791	125.853	20.913	686.644

Mercado de destino

Las ventas por contratos al mercado interno ascienden a 1.136.293, 599.394 y 597.702 al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Las ventas por contratos al mercado externo ascienden a 150.395, 83.534 y 88.942 al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

- Saldos de los contratos**

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

	2021		2020		2019	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Créditos por contratos incluidos en el rubro "Créditos por ventas"	11.942	136.751	15.505	98.832	6.785	100.706
Activos de contratos	-	1.360	-	871	-	203
Pasivos de contratos	-	13.329	-	6.824	294	7.404

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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 2021, 2020 Y 2019****24. INGRESOS (cont.)**

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, agroquímicos, fertilizantes, lubricantes y derivados, gasoil y gas natural, entre otros.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, el Grupo ha reconocido 5.897, 6.485 y 4.721, 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.

25. COSTOS

	2021	2020	2019
Inventarios al inicio del ejercicio	100.137	80.479	53.324
Compras	391.984	170.616	190.601
Costos de producción ⁽¹⁾	663.756	442.264	378.281
Diferencias de conversión	24.915	32.427	33.385
Ajuste por inflación ⁽²⁾	1.315	563	496
Inventarios al cierre del ejercicio	(153.927)	(100.137)	(80.479)
	<u>1.028.180</u>	<u>626.212</u>	<u>575.608</u>

(1) Ver Nota 26.

(2) 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.

26. GASTOS POR NATURALEZA

El Grupo presenta el estado de resultados integrales clasificando los gastos según su función como parte de las líneas de "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 2021, 2020 y 2019:

	2021				
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración ⁽²⁾	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
Sueldos y cargas sociales	53.176	14.260	8.088	388	75.912 ⁽⁵⁾
Honorarios y retribuciones por servicios	4.476	13.517	2.915	14	20.922
Otros gastos de personal	13.650	1.113	607	135	15.505
Impuestos, tasas y contribuciones	11.802	685	29.129 ⁽¹⁾	95	41.711
Regalías, servidumbres y cánones	79.381	-	60	178	79.619
Seguros	7.075	495	223	-	7.793
Alquileres de inmuebles y equipos	12.372	34	1.168	-	13.574 ⁽⁴⁾
Gastos de estudio	-	-	-	333	333
Depreciación de propiedades, planta y equipo	253.837	5.695	8.154	-	267.686
Amortización de activos intangibles	3.640	1.143	50	-	4.833
Depreciación de activos por derecho de uso	18.075	15	1.110	-	19.200
Materiales y útiles de consumo	36.376	440	782	41	37.639
Contrataciones de obra y otros servicios	36.662	761	4.990	173	42.586 ⁽⁴⁾
Conservación, reparación y mantenimiento	89.200	1.985	2.311	87	93.583 ⁽⁴⁾
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	931	931
Transporte, productos y cargas	34.673	5	29.832	-	64.510 ⁽⁴⁾
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	2.988	-	2.988
Gastos de publicidad y propaganda	-	4.302	1.842	-	6.144
Combustibles, gas, energía y otros	9.361	1.446	7.720	229	18.756 ⁽⁴⁾
	<u>663.756</u>	<u>45.896</u>	<u>101.969</u>	<u>2.604</u>	<u>814.225</u>

(1) Incluye 19.707 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 482 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 30 de abril de 2021 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2020 por 194 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2021 la suma de 463.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 1.938.

(4) Incluye 3.783 y 5.509 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.

(5) Incluye 1.726 correspondientes al Programa de Recuperación Productiva II ("REPRO II") en beneficio de OPESSA. Ver Nota 36.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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 2021, 2020 Y 2019



26. GASTOS POR NATURALEZA (cont.)

	2020				Total
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración ⁽²⁾	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	
Sueldos y cargas sociales	43.315	13.056	7.230	826	64.427 ⁽⁵⁾
Honorarios y retribuciones por servicios	2.469	8.667	1.694	12	12.842
Otros gastos de personal	8.789	768	326	36	9.919
Impuestos, tasas y contribuciones	7.287	430	14.664 ⁽¹⁾	71	22.452
Regalías, servidumbres y cánones	42.709	-	74	80	42.863
Seguros	5.314	403	137	-	5.854
Alquileres de inmuebles y equipos	7.332	48	1.892	-	9.272 ⁽⁴⁾
Gastos de estudio	-	-	-	526	526
Depreciación de propiedades, planta y equipo	161.453	4.170	5.829	-	171.452
Amortización de activos intangibles	2.821	567	40	-	3.428
Depreciación de activos por derecho de uso	16.868	16	989	-	17.873
Materiales y útiles de consumo	22.838	258	406	27	23.529
Contrataciones de obra y otros servicios	34.492	588	3.298	544	38.922 ⁽⁴⁾
Conservación, reparación y mantenimiento	50.850	1.365	1.501	52	53.768 ⁽⁴⁾
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	3.586	3.586
Transporte, productos y cargas	20.966	2	16.997	-	37.965 ⁽⁴⁾
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	12.317	-	12.317
Gastos de publicidad y propaganda	-	2.481	782	-	3.263
Combustibles, gas, energía y otros	14.761	1.671	3.659	86	20.177 ⁽⁴⁾
	<u>442.264</u>	<u>34.490</u>	<u>71.835</u>	<u>5.846</u>	<u>554.435</u>

(1) Incluye 9.393 correspondientes a retenciones a las exportaciones.

(2) Incluye 193 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 30 de abril de 2020 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2019 por 83 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2020 la suma de 123.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 1.602.

(4) Incluye 4.164 y 5.332 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.

(5) Incluye 1.539 correspondientes al Programa de Asistencia al Trabajo y la Producción en beneficio de AESA y OPESSA. Ver Nota 36.

	2019				Total
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración ⁽²⁾	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	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 ⁽¹⁾	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 ⁽⁴⁾
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 de 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 ⁽⁴⁾
Conservación, reparación y mantenimiento	48.762	1.021	1.081	125	50.989 ⁽⁴⁾
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	3.832	3.832
Transporte, productos y cargas	23.137	15	16.222	-	39.374 ⁽⁴⁾
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 ⁽⁴⁾
	<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 correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 1.261.

(4) Incluye 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 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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 2021, 2020 Y 2019****27. OTROS RESULTADOS OPERATIVOS, NETOS**

	2021	2020	2019
Resultado por cesión de áreas ⁽¹⁾	2.034	12.233	778
Resultado por venta de activos	5.549	-	-
Incentivos a la construcción ⁽²⁾	686	-	688
Juicios	(34.592)	(5.300)	(2.732)
Seguros	1.503	3.925	498
Resolución MINEM N° 508-E/2017 ⁽³⁾	-	-	(622)
Resultado por compromiso contractual Exmar ⁽⁴⁾	-	(8.285)	-
Diversos	1.567	1.376	260
	<u>(23.253)</u>	<u>3.949</u>	<u>(1.130)</u>

(1) Ver Nota 34.b).

(2) Ver Nota 34.b).

(3) Ver Nota 35.c.3).

(4) Ver Nota 34.d).

28. RESULTADOS FINANCIEROS, NETOS

	2021	2020	2019
<u>Ingresos financieros</u>			
Intereses ganados	16.880	7.363	7.665
Diferencias de cambio	60.188	92.694	80.490
Actualizaciones financieras	10.158	7.546	5.250
Total ingresos financieros	<u>87.226</u>	<u>107.603</u>	<u>93.405</u>
<u>Costos financieros</u>			
Intereses perdidos	(71.870)	(65.821)	(48.136)
Diferencias de cambio	(37.176)	(56.592)	(32.555)
Actualizaciones financieras	(23.786)	(16.340)	(10.842)
Total costos financieros	<u>(132.832)</u>	<u>(138.753)</u>	<u>(91.533)</u>
<u>Otros resultados financieros</u>			
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	10.869	3.862	(1.449)
Resultado por instrumentos financieros derivados	(1.048)	(860)	(293)
Resultado por la posición monetaria neta	12.384	7.828	5.904
Resultado por transacciones con activos financieros	-	9.786	-
Resultado por canje de instrumentos financieros ⁽¹⁾	-	1.330	-
Resultado por canje de deuda ⁽²⁾	1.855	(2.097)	-
Total otros resultados financieros	<u>24.060</u>	<u>19.849</u>	<u>4.162</u>
Total resultados financieros, netos	<u>(21.546)</u>	<u>(11.301)</u>	<u>6.034</u>

(1) Ver Nota 6.

(2) Ver Nota 21.

29. 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 en 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 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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 2021, 2020 Y 2019****29. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS (cont.)**

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 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:

	2021	2020	2019
Activo no corriente ⁽¹⁾	358.863	282.381	221.219
Activo corriente	11.629	6.122	8.723
Total del activo	370.492	288.503	229.942
Pasivo no corriente	27.672	21.136	17.754
Pasivo corriente	36.564	21.574	27.641
Total del pasivo	64.236	42.710	45.395
	2021	2020	2019
Costos de producción	135.238	87.322	70.552
Gastos de exploración	306	265	123

(1) No incluye cargos por deterioro de propiedades, planta y equipo ya que los mismos son registrados por los socios participantes de las UT y Consorcios.

Al 31 de diciembre de 2021 las principales UT y Consorcios de exploración y producción en los que el Grupo participa son las siguientes:

Nombre	Ubicación	Participación	Operador
Acambuco	Salta	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana Este - Área Vaca Muerta ⁽¹⁾	Neuquén	22,50%	Total Austral S.A.
Aguada Pichana Este - Residual ⁽¹⁾	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
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 ⁽³⁾	Mendoza	-	-
Narambuena	Neuquén	50,00%	YPF
La Amarga Chica	Neuquén	50,00%	YPF
El Orejano	Neuquén	50,00%	YPF
Bajo del Toro ⁽¹⁾	Neuquén	50,00%	YPF
Bandurria Sur ⁽¹⁾	Neuquén	51,00%	YPF
Aguada de Castro y Aguada Pichana Oeste ⁽¹⁾	Neuquén	30,00%	Pan American Energy LLC
Cerro Las Minas ⁽⁴⁾	Neuquén	-	-
Las Tacanas	Neuquén	50,00%	YPF
Rio Neuquén	Neuquén	33,33%	YPF
Chachahuen	Mendoza	70,00%	YPF
Pampa Yeguas I	Neuquén	50,00%	EXXON
Loma del Molle	Neuquén	50,00%	EXXON
CAN 100 ⁽²⁾	Estado Nacional	-	-
La Calera	Neuquén	50,00%	PLUSPETROL
Bajada Añelo	Neuquén	50,00%	O&G (Shell)
La Yesera ⁽²⁾	Río Negro	35,00%	CAPEX

(1) Ver Nota 34.b).

(2) Ver Nota 34.a).

(3) El 15 de noviembre de 2021 YPF ha sido notificada de la Decisión Administrativa N° 82/2021 por la cual la Provincia de Mendoza aprobó la reversión del lote de explotación Zampal Oeste correspondiente a la UT Zampal Oeste.

(4) El 16 de diciembre de 2021 y conforme a lo establecido en el Decreto N° 2.203/2021 de la Provincia de Neuquén se autoriza al socio Total Austral S.A. a ceder el 100% de su participación en el permiso exploratorio con objetivo no Convencional sobre el área Cerro Las Minas a YPF.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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



30. PATRIMONIO

Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad posee un capital suscrito de 3.931 y acciones propias en cartera de 2, 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 2021 se encuentran emitidas 3.764 acciones Clase A de YPF. Mientras existan acciones Clase A, se requerirá ineludiblemente del Estado Nacional Argentino el voto afirmativo para: 1) fusiones, 2) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de cambio de control accionario consentido u hostil, 3) transferencia total de los derechos de exploración y explotación, 4) disolución voluntaria de la Sociedad o 5) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de la República Argentina. En los casos 3) y 4) se requerirá, además, la previa aprobación del Congreso de La Nación Argentina.

Hasta la promulgación de la Ley N° 26.741 descripta a continuación, Repsol S.A. ("Repsol") tenía una participación directa e indirecta de aproximadamente el 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.

El 30 de abril de 2021 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 2020 y, adicionalmente, aprobó lo siguiente en relación con los resultados acumulados al 31 de diciembre de 2020: a) desafectar íntegramente la reserva para futuros dividendos, la reserva para compra de acciones propias y la reserva para inversiones; y b) absorber parcialmente las pérdidas acumuladas en resultados acumulados hasta 13.184 contra los importes correspondientes a las reservas desafectadas por hasta dicho monto.

31. 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:

	2021	2020	2019
Resultado neto	257	(69.649)	(34.071)
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.792.602	392.555.569	392.314.842
Resultado neto básico y diluido por acción	0,65	(177,42)	(86,85)

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 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNTSLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS

32.a) Aspectos legales

32.a.1) Introducción

Al momento de su adquisición por YPF en 1996, Maxus Energy Corporation ("Maxus") y ciertas de sus subsidiarias (incluyendo Tierra Solutions, Inc. (anteriormente Chemical Land Holdings, Inc.) ("TS"), Maxus International Energy Company, Maxus (US) Exploration Company y Gateway Coal Company (todas ellas, junto con Maxus y TS, las "Entidades Maxus" o los "Deudores")) tendrían ciertas obligaciones relacionadas con antiguas operaciones de una ex subsidiaria de Maxus, Diamond Shamrock Chemical Company ("Chemicals"). En 1986 Maxus vendió Chemicals a Occidental Chemical Corporation ("Occidental"), y en el marco de esa venta acordó indemnizar a Chemicals y a Occidental por ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio o las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, incluyendo responsabilidades ambientales relacionadas con plantas químicas y vertederos de residuos utilizados por Chemicals previo a esa fecha. Principalmente a raíz de dicha obligación de indemnización, Maxus directamente o a través de sus subsidiarias, ha estado involucrada en varios procesos administrativos y judiciales en los Estados Unidos de naturaleza ambiental y de naturaleza contractual por recupero de sumas de dinero, tal y como se describe en la Nota 32.a.2).

En junio del 2016 los Deudores presentaron un pedido voluntario de reorganización bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras de Estados Unidos ("Ley de Quiebras de Estados Unidos") ante el Tribunal de Quiebras del Distrito de Delaware ("Tribunal de Quiebras"), el cual tuvo por efecto suspender dichos procesos y reclamos, según lo descrito en la Nota 32.a.3). En diciembre de 2016, en el marco de este proceso de reorganización, los Deudores presentaron ante el Tribunal de Quiebras su propuesta de plan de liquidación ("Plan de Liquidación") bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos. En marzo de 2017 los Deudores y el comité de acreedores de los Deudores ("Comité de Acreedores") presentaron ante el Tribunal de Quiebras su propuesta de plan alternativo de liquidación ("Plan Alternativo") bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos, que contemplaba la creación de un fideicomiso de liquidación ("Fideicomiso de Liquidación"). El Tribunal de Quiebras aprobó el Plan Alternativo en mayo de 2017, el cual se hizo efectivo en julio de 2017.

En junio de 2018 el Fideicomiso de Liquidación inició una demanda judicial contra YPF y varias de sus subsidiarias y otras compañías no relacionadas con YPF ante el Tribunal de Quiebras reclamando supuestos daños por un monto de hasta US\$ 14.000 millones, sobre la base de alegaciones de transferencias fraudulentas y de responsabilidad primaria de YPF por los pasivos de los Deudores bajo la teoría de responsabilidad como alter ego. A lo largo de las décadas de los 90 y los 2000, YPF realizó ciertas operaciones de reestructuración de sus operaciones internacionales, incluyendo sociedades que hoy conforman el grupo de los Deudores, las cuales fueron realizadas en el curso ordinario con el objetivo legítimo de lograr mayores eficiencias en el manejo de las operaciones internacionales del Grupo. Por su parte el Fideicomiso de Liquidación alega que (i) estas operaciones de reestructuración constituyen transferencias fraudulentas por las que YPF es responsable, e (ii) YPF es el alter ego de los Deudores y es responsable por todos sus pasivos, incluyendo los pasivos ambientales descritos en la Nota 32.a.2.i). YPF rechazó todas estas alegaciones formuladas por el Fideicomiso de Liquidación por considerarlas sin mérito y está defendiéndose en un proceso que a la fecha de los presentes estados financieros consolidados continua en curso, según se describe en la Nota 32.a.4). YPF, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte de este reclamo, continuará defendiéndose de acuerdo con el procedimiento legal aplicable y las defensas disponibles.

32.a.2) Antecedentes al Proceso de Reorganización de las Entidades Maxus bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos

Conforme lo descrito en la Nota 32.b), a partir de la presentación realizada por los Deudores al Tribunal de Quiebras bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos en junio del 2016, YPF Holdings dejó de tener la capacidad de utilizar su poder sobre dichas entidades para influir significativamente en sus operaciones y resultados. En consecuencia, las revelaciones efectuadas en la presente Nota 32.a.2) sobre eventos posteriores a la fecha de presentación bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras de Estados Unidos derivan únicamente de la información publicada por las autoridades competentes citadas en esta Nota, principalmente por la Agencia de Protección del Ambiente de Estados Unidos (Environmental Protection Agency, o "EPA"). Por lo tanto, debido a las limitaciones inherentes a la pérdida de control mencionada previamente, la Sociedad no puede garantizar la integridad y exactitud de esas actualizaciones.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

32.a.2.i) Asuntos administrativos ambientales

En 1986 al momento de vender Chemicals a Occidental, TS (entonces conocido como Chemical Land Holdings, Inc.) era propietario de una planta química ubicada en la Avenida Lister en Newark, Nueva Jersey, en las orillas del Río Passaic. Dicha planta supuestamente habría realizado descargas que contaminaron el área aledaña a la planta ("Sitio Lister"), el Río Passaic y la Bahía de Newark. Después de dicha venta y hasta la fecha en que los Deudores presentaron la solicitud de reorganización al Tribunal de Quiebras en junio de 2016, dicha planta siguió siendo propiedad de TS, uno de los Deudores. Occidental alega que bajo el acuerdo de venta, Maxus se habría obligado a indemnizar a Occidental por todos los pasivos ambientales que pudieran ser responsabilidad de Chemicals o de Occidental relacionados con el Sitio Lister, el Río Passaic y la Bahía de Newark. A lo largo de la década de los 90 y subsecuentemente, la EPA, el Departamento de Protección Ambiental de Nueva Jersey (Department of Environmental Protection, o "DEP") y la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (National Oceanic and Atmospheric Administration, o "NOAA") iniciaron varios procesos administrativos contra Occidental, los Deudores, y varias otras entidades en relación con el estudio y remediación de pasivos ambientales ubicados en el Sitio Lister, el Río Passaic, y la Bahía de Newark. Como se describe a continuación, algunos de dichos procesos administrativos continúan en curso, y en la medida en que las autoridades determinen que Occidental y/o los Deudores son responsables en el marco de tales procesos administrativos, dicha determinación de responsabilidad podría afectar el cálculo de daños y perjuicios reclamados por el Fideicomiso de Liquidación por transferencias fraudulentas y alter ego en el marco del litigio descrito en la Nota 32.a.4).

- **Estudio de factibilidad y ROD 2016 para la remediación ambiental de las 8,3 millas inferiores del Río Passaic**

En junio de 2007 la EPA dio a conocer el borrador del estudio de factibilidad, el cual resumía diversas acciones alternativas de remediación en las 8,3 millas del tramo inferior del Río Passaic. El 11 de abril de 2014 la EPA publicó un nuevo borrador del estudio de factibilidad, el cual contenía 4 alternativas de remediación analizadas por la EPA, así como la estimación del costo de cada alternativa.

El 4 de marzo de 2016 la EPA emitió el ROD 2016 eligiendo la alternativa de exigir el dragado y relleno de 4,3 millones de yardas cúbicas y la colocación de una tapa de ingeniería (una barrera física construida principalmente de arena y piedra) como remedio para atender los sedimentos contaminados. El ROD 2016 estimó que el costo de estas obras de remediación ascendería a US\$ 1.382 millones. En el ROD 2016 la EPA manifestó que todo el proyecto demandaría aproximadamente 11 años, incluyendo 1 año para negociaciones entre las partes potencialmente responsables, 3 a 4 años para el diseño del proyecto y 6 años para su implementación.

El 31 de marzo de 2016 la EPA notificó a más de 100 partes potencialmente responsables, incluida Occidental, las responsabilidades vinculadas con la zona de las 8,3 millas del Río Passaic correspondientes al ROD 2016. En la misma nota la EPA indicó que esperaba que Occidental (quien había interpuesto reclamos contra Maxus bajo el acuerdo de indemnidad en el litigio pendiente en Nueva Jersey (ver Nota 32.a.2.ii)) liderara el diseño del plan de remediación.

En septiembre de 2016 la EPA y Occidental firmaron un acuerdo para que Occidental realizara el diseño del plan de limpieza de las 8,3 millas inferiores del Río Passaic de acuerdo al ROD 2016 y bajo la supervisión de la EPA. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados Occidental continúa con el proceso de diseño.

- **Acción de remoción próxima al Sitio Lister**

En junio de 2008 la EPA Occidental y TS firmaron una orden administrativa de consentimiento mediante la cual TS, actuando en nombre de Occidental, bajo el acuerdo de indemnidad, se comprometió a realizar acciones de remoción de sedimentos del Río Passaic en las cercanías de la planta de Chemicals ubicada en la Avenida Lister de Newark, Nueva Jersey. La tarea antes mencionada comprendía la remoción de 200.000 yardas cúbicas de sedimentos a través de 2 fases. La primera fase se inició en julio 2011, y fue sustancialmente completada en 2012. La EPA inspeccionó el sitio en enero de 2013 y TS recibió confirmación de la finalización en marzo de 2013. La segunda fase aún no ha sido iniciada y en el ROD 2016, la EPA indicó que sería integrada en el diseño del plan de remediación para las 8,3 millas inferiores del Río Passaic anteriormente mencionado.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNTSLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

- **Estudio de factibilidad para las 17 millas inferiores del Río Passaic y ROD 2021 para las 9 millas superiores del Río Passaic**

En julio de 2019 se presentó el Estudio de Factibilidad / Investigación de Remediación ("RI/FS", por sus siglas en inglés) para las 17 millas inferiores del Río Passaic (de las que 8,3 millas descriptas en el apartado anterior forman parte), y la EPA aprobó dicho RI/FS preliminarmente sujeto a la revisión y aprobación del modelo de bioacumulación. Según la EPA, el modelo de bioacumulación debería ser finalizado y sometido a un proceso de revisión de pares. Mientras tanto, el 28 de septiembre de 2021 la EPA emitió un nuevo ROD 2021 que disponía ciertas acciones interinas para las 9 millas restantes del Río Passaic (es decir, las 9 millas del Río Passaic aguas arriba de las 8,3 millas inferiores mencionadas anteriormente). Se espera que los trabajos bajo el ROD 2021 abarquen una combinación de dragado y tapado para controlar la dioxina y otras sustancias peligrosas con un costo estimado de US\$ 441 millones. La EPA ha indicado que se deberá publicar un ROD final para las 17 millas inferiores del Río Passaic, el cual podría exigir obras de remediación más allá de las obras descriptas en el ROD 2016 para las 8,3 millas inferiores y el ROD 2021 para las 9 millas restantes del Río Passaic.

- **Estudio de factibilidad para la Bahía de Newark**

El RI/FS para evaluar alternativas de remediación en la Bahía de Newark y parte de los ríos Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull sigue pendiente.

- **Otros asuntos administrativos ambientales**

Otros asuntos ambientales por los que se alega que los Deudores y/u Occidental podrían ser responsables, y que en consecuencia podrían impactar en el cálculo de daños y perjuicios reclamados por el Fideicomiso de Liquidación en el marco del litigio descrito en la Nota 32.a.4), incluyen las responsabilidades derivadas de: (a) una planta de procesamiento de cromato ferroso en Kearny, Nueva Jersey; (b) el sitio denominado "Standard Chlorine Chemical Company Superfund Site"; (c) una planta de procesamiento de cromato ferroso en Painesville, Ohio; (d) determinadas remociones de contaminantes ubicadas en Greens Bayou; (e) el sitio denominado "Milwaukee Solvay Coke & Gas" ubicado en Milwaukee, Wisconsin; (f) los sitios denominados "Black Leaf Chemical Site", "Tuscaloosa Site", "Malone Services Site", "Central Chemical Company Superfund Site" (Hagerstown, Maryland) y; (g) la acción de remediación en la denominada Milla 10.9.

32.a.2.ii) Procesos judiciales en las cortes de Nueva Jersey por el Río Passaic

Con relación a la supuesta contaminación ocasionada en el tramo inferior del Río Passaic, Bahía de Newark y otros canales y lugares aledaños, en 2005, el DEP demandó a Maxus, TS, YPF Holdings, YPF International, YPF, Repsol y varias otras entidades, incluyendo a Occidental buscando reparación por daños a recursos naturales, daños punitivos y otras cuestiones. Las partes demandadas presentaron las defensas correspondientes.

En 2007 Occidental interpuso reclamos cruzados alegando que bajo el acuerdo de venta de Chemicals, Maxus sería responsable de indemnizar a Occidental por los daños que el DEP le reclamaba a Occidental, y que YPF y Repsol también eran responsables por tales daños porque habían recibido transferencias fraudulentas de Maxus y/o eran el alter ego de Maxus. Las partes demandadas rechazaron dichas alegaciones, y presentaron las defensas correspondientes.

En julio y agosto de 2011 el Tribunal de Nueva Jersey resolvió mociones de juicios sumarios parciales presentados por el DEP y Occidental determinando que (i) la descarga de sustancias contaminantes por parte de Chemicals había sido probada y, (ii) TS tenía la responsabilidad ante el Estado de Nueva Jersey bajo la Ley de Descargas basándose en (a) la posesión actual del Sitio Lister y (b) que Maxus tenía una obligación de indemnización a Occidental.

En 2013 el DEP firmó una propuesta de acuerdo conciliatorio con YPF, YPF International, YPF Holdings, Maxus y TS ("Acuerdo Conciliatorio"). La propuesta del Acuerdo Conciliatorio, que no implicaba reconocimiento de hechos ni derechos y que se presentaba con fines exclusivamente conciliatorios, estaba sujeta a un proceso de aprobación, publicación, período para comentarios y homologación por parte del Tribunal de Nueva Jersey. De acuerdo con los términos del Acuerdo Conciliatorio, el DEP acordaría resolver ciertos reclamos relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic iniciados contra YPF, YPF International, YPF Holdings, Maxus y TS, reconociendo además a YPF, YPF International, YPF Holdings, Maxus y TS y a otros participantes en el litigio un límite de responsabilidad de US\$ 400 millones para el caso de que sean condenados. Como contraprestación Maxus realizaría un pago en efectivo de US\$ 65 millones al momento de la homologación del Acuerdo Conciliatorio.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNTSLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

En la misma época Repsol llegó a un acuerdo transaccional con el DEP, acordando pagar un monto de US\$ 65 millones.

En 2013 el Tribunal de Nueva Jersey aprobó el Acuerdo Conciliatorio y el 10 de febrero de 2014 Maxus realizó un depósito en garantía de US\$ 65 millones en cumplimiento del Acuerdo Conciliatorio.

El 16 de diciembre de 2014 el Tribunal de Nueva Jersey homologó un acuerdo transaccional por el cual el DEP aceptó resolver todos los reclamos contra Occidental que estaban relacionados con pasivos ambientales dentro de un ámbito geográfico determinado del Río Passaic a cambio del pago de US\$ 190 millones y de una suma de hasta US\$ 400 millones para reembolsar al Estado de Nueva Jersey en el caso de que éste tenga que pagar un porcentaje de los costos de acciones de remediación futuras de conformidad con la Ley Federal de Estados Unidos conocida como "Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act".

Tras la firma de los acuerdos conciliatorios y transaccionales antes mencionados, los reclamos cruzados entre las partes demandadas (Occidental, Maxus, TS, YPF International, YPF Holdings, YPF y Repsol) quedaban pendientes de resolución por el Tribunal de Nueva Jersey.

Las declaraciones testimoniales de cerca de 40 testigos relativas a dichos reclamos cruzados tuvieron lugar entre diciembre de 2014 y octubre de 2015. A finales de 2015 las partes presentaron varias mociones para un juicio sumario temprano (early summary judgement motions). El 14 de enero de 2016 dichas mociones fueron resueltas mediante opiniones no vinculantes emitidas por la Juez Especial, las cuales fueron confirmadas por el Tribunal de Nueva Jersey el 5 de abril de 2016.

Estas opiniones, entre otros:

- Rechazaron la moción de YPF solicitando que se le otorgue juicio sumario a YPF en relación con los reclamos por alter ego presentados por Occidental.
- Determinaron que bajo el acuerdo de venta de Chemicals, Maxus era responsable por indemnizar a Occidental por la totalidad de las obligaciones ambientales de Occidental en el Sitio Lister, sin perjuicio de cualquier conducta de Occidental, pero que Occidental tendría que comprobar la razonabilidad del monto de US\$ 190 millones que había acordado pagar al DEP para poder trasladar ese costo a Maxus.
- Concedieron la moción de Repsol solicitando que se le conceda juicio sumario a Repsol en relación con los reclamos por alter ego presentados por Occidental. Esta decisión a favor de Repsol fue revertida por la Cámara de Apelaciones del Estado de Nueva Jersey el 27 de diciembre de 2021.

El 5 de abril de 2016 el Tribunal de Nueva Jersey estableció el 20 de junio de 2016 como la fecha de inicio del juicio oral. Sin embargo, todos los plazos procesales de este juicio quedaron suspendidos el 17 de junio de 2016 cuando Maxus, TS, y otras compañías afiliadas presentaron un pedido voluntario de reorganización bajo el Capítulo 11 en el Tribunal de Quiebras de Delaware, según lo descripto en la Nota 32.a.3).

El 28 de junio de 2016, a pedido de Occidental, el Tribunal de Nueva Jersey transfirió los reclamos remanentes del juicio del Río Passaic desde el Tribunal de Nueva Jersey al Tribunal de Quiebras de Delaware. El 15 de noviembre de 2016, a pedido de Repsol, el Tribunal de Quiebras de Delaware devolvió al Tribunal de Nueva Jersey ciertos reclamos cruzados entre Repsol y Occidental. Tras varias sentencias emitidas por el Tribunal de Nueva Jersey y apelaciones interpuestas por las dos partes, dichos reclamos siguen pendientes ante el Tribunal de Nueva Jersey.

32.a.3) Proceso de reorganización bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras de Estados Unidos

El 17 de junio de 2016 los Deudores y subsidiarias de YPF Holdings realizaron una presentación voluntaria ante el Tribunal de Quiebras bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos. En este marco, los Deudores llegaron a un acuerdo con YPF, YPF Holdings, CLH Holdings, Inc. ("CLH Holdings"), YPF International e YPF Services USA Corp. ("YPF Services"), en conjunto las "Entidades YPF", para resolver todos los eventuales reclamos de los Deudores contra las Entidades YPF, incluyendo cualquier reclamo de alter ego, reclamo que las Entidades YPF entienden carece de fundamentos ("Acuerdo 2016").

El Acuerdo 2016 preveía: (i) el otorgamiento de un préstamo de 1 año de duración 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, y (ii) un pago de US\$ 130 millones a los Deudores ("Settlement Payment") por todos los potenciales reclamos que los Deudores podrían tener contra las Entidades YPF.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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



32. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

La primera audiencia correspondiente a la presentación bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos 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 su propuesta de Plan de Liquidación bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos. El Plan de Liquidación preveía un pago de US\$ 130 millones bajo el Acuerdo 2016 y, establecía que si el Acuerdo 2016 era aprobado, parte 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 de Liquidación fuese aprobado, el Acuerdo 2016 con los Deudores también sería aprobado y todos los reclamos contra las Entidades YPF, incluidas las alegaciones sobre alter ego o corrimiento de velo societario serían desestimadas a cambio del pago de los US\$ 130 millones comprometidos.

El Plan de Liquidación, sin embargo, establecía ciertas actividades contingentes para el caso en que el Tribunal de Quiebras no aprobase el Acuerdo 2016. En ese escenario, el reclamo de los Deudores contra las Entidades YPF, incluyendo los reclamos por alter ego o corrimiento de velo societario se transferirían a un fideicomiso de liquidación.

El 28 de marzo de 2017 los Deudores y el Comité de Acreedores presentaron el Plan Alternativo que no incluía el Acuerdo 2016 con las Entidades YPF.

Según el Plan Alternativo, el Fideicomiso de Liquidación podría presentar reclamos de alter ego y cualquier otro reclamo que pertenece a la masa concursal contra las Entidades YPF. El Fideicomiso de Liquidación sería financiado por Occidental en su carácter de acreedor de los Deudores. Como dicho Plan Alternativo no contemplaba la implementación del Acuerdo 2016, el 10 de abril de 2017 YPF Holdings envió una nota comunicando que esta situación configuraba un evento de incumplimiento bajo el DIP Loan. Mediante la aprobación del financiamiento ofrecido por Occidental en el marco del Plan Alternativo, el Tribunal de Quiebras ordenó la devolución de los montos exigibles bajo los términos del DIP Loan (US\$ 12 millones), los cuales fueron posteriormente recibidos por YPF Holdings.

El 22 de mayo de 2017 el Tribunal de Quiebras emitió una orden confirmando el Plan Alternativo presentado por el Comité de Acreedores y los Deudores, el cual se hizo efectivo el 14 de julio de 2017. A través del Plan Alternativo se creó el Fideicomiso de Liquidación, el cual inició en 2018 la demanda descripta a continuación en la Nota 32.a.4).

32.a.4) Reclamo del Fideicomiso de Liquidación

El 14 de junio de 2018 el Fideicomiso de Liquidación inició una demanda judicial contra YPF, YPF Holdings, CLH Holdings, YPF International y otras compañías no relacionadas a YPF (Repsol Exploración, S.A., Repsol USA Holdings Corp., Repsol E&P USA, Inc., Repsol Offshore E&P USA, Inc., Repsol E&P T&T Limited, y Repsol Services Co. (conjuntamente, “Repsol”)) ante el Tribunal de Quiebras, reclamando supuestos daños por un monto de hasta US\$ 14.000 millones, sobre la base de alegaciones de transferencias fraudulentas y responsabilidad primaria de YPF como alter ego de Maxus (“Reclamo”). De conformidad con lo detallado anteriormente, a lo largo de las décadas de los 90 y los 2000, YPF realizó varias operaciones de reestructuración de sus operaciones internacionales, incluyendo sociedades que hoy conforman el grupo de los Deudores, las cuales fueron realizadas en el curso ordinario con el objetivo legítimo de lograr mayores eficiencias en el manejo de las operaciones internacionales del Grupo. Por su parte, el Fideicomiso de Liquidación alega que (i) estas operaciones de reestructuración constituyen transferencias fraudulentas por las que YPF es responsable, e (ii) YPF es el alter ego de los Deudores y es responsable por todos sus pasivos, incluyendo los pasivos ambientales descriptos en la Nota 32.a.2.i). Por ende, YPF rechazó dichas alegaciones formuladas por el Fideicomiso de Liquidación, y, junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, presentó una moción solicitando se desestime el Reclamo (motion to dismiss).

Entre el 19 de octubre de 2018 y el 22 de enero de 2019 se completaron varios actos procesales relacionados con la motion to dismiss. Del mismo modo, durante dicho período, Repsol también interpuso una moción solicitando que el Tribunal de Quiebras desestimara el Reclamo. El 15 de febrero de 2019 el Tribunal de Quiebras resolvió desestimar ambas mociones.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

El 1 de marzo de 2019 YPF 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 desestimando la motion to dismiss. La apelación fue denegada por el Tribunal del Distrito para el Distrito de Delaware el 12 de septiembre de 2019 y las partes procedieron con el proceso de prueba.

Estando pendiente la apelación mencionada, el 1 de abril de 2019 YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, por un lado, y Repsol, por el otro, contestaron la demanda iniciada por el Fideicomiso de Liquidación.

En el marco del Reclamo, durante 2019 y 2020, la actividad judicial se concentró en (i) la presentación de mociones para retirar la referencia (motions to withdraw the reference), cuya finalidad es la de lograr que un asunto tratado por un tribunal de quiebras sea transferido a un tribunal ordinario del distrito respectivo, (ii) el proceso de prueba, (iii) la presentación de una moción de descalificación (motion to disqualify) a los abogados del Fideicomiso de Liquidación y, (iv) la definición de las etapas procesales.

Con relación a las mociones para retirar la referencia, el 7 de junio de 2019, Repsol presentó su moción para retirar la referencia, e YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, presentaron su petición en el mismo sentido el 11 de junio de 2019.

El 23 de marzo de 2020 el Tribunal del Distrito para el Distrito de Delaware denegó la moción para retirar la referencia planteada por Repsol, como así también la planteada por YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo.

Con relación al proceso de prueba, la actividad judicial incluyó principalmente procesos relacionados a la definición de la prueba documental y testimonial a ser producida en el proceso. YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, por una parte, y el Fideicomiso de Liquidación por su parte, solicitaron y objetaron, respectivamente, en distintas mociones, la inclusión de prueba, incluyendo prueba producida en el marco del proceso por el Río Passaic mencionado en la Nota 32.a.2.ii), que fue desestimada por el Tribunal de Quiebras, prueba en poder de Occidental y sus subsidiarias, interrogatorios testimoniales y otros medios de prueba.

El 19 de diciembre de 2020 YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, presentó una moción de descalificación de White & Case LLP como abogados del Fideicomiso de Liquidación. La presentación se funda en el entendimiento de que White & Case LLP estaría impedida de actuar en esa capacidad por motivo de la existencia de conflictos de intereses resultantes de la incorporación a la firma de la abogada Jessica Boelter, ex socia de la firma Sidley Austin LLP y parte integrante del equipo de abogados que asesoró a YPF y a las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo en este proceso.

El 6 de abril de 2021 el Tribunal de Quiebras rechazó la moción de descalificación presentada por YPF y las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo. El 30 de julio de 2021, a pedido de YPF y las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, el Tribunal de Apelaciones del Tercer Circuito autorizó que dichas partes presentaran un recurso de apelación contra la decisión del Tribunal de Quiebras rechazando la moción de descalificación.

El 20 de octubre de 2021 YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo, presentó los fundamentos al recurso de apelación sobre la desestimación de la moción de descalificación ante el Tribunal Federal de Apelaciones del Tercer Circuito.

El 3 de diciembre de 2021 el Fideicomiso de Liquidación presentó su escrito de oposición al recurso interpuesto por YPF y las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo. El 7 de enero de 2022 YPF junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo presentó su escrito de réplica. El Tribunal de Apelaciones del Tercer Circuito a la fecha de los presentes estados financieros consolidados no ha establecido la fecha para la presentación de alegatos orales.

En relación con las etapas procesales, el proceso de prueba de hechos concluyó sustancialmente el 21 de octubre de 2021. El último calendario aprobado por el Tribunal de Quiebras disponía que el proceso de prueba de expertos concluiría el 18 de febrero de 2022, fecha que fue postergada hasta el 8 de abril de 2022 para ciertas actuaciones. A su vez, el cronograma establece que los pedidos de juicio sumario (motions for summary judgment) sean completamente sustanciados para el 8 de junio de 2022, y que el 13 de junio de 2022 se celebrará una audiencia para la presentación de alegatos orales en relación a las mociones de juicio sumario.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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



32. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS (cont.)

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no hay fecha establecida para el juicio oral (trial). El calendario procesal puede ser prorrogado o modificado por orden del Tribunal de Quiebras.

A medida que el proceso avance, y teniendo en cuenta la complejidad de los reclamos y la evidencia que las partes puedan presentar, la Sociedad continuará reevaluando el estado del litigio y su potencial impacto en los resultados y la situación financiera del Grupo.

La Sociedad junto con las demás sociedades del Grupo que son parte del Reclamo continuará defendiéndose de acuerdo con el procedimiento legal aplicable y las defensas disponibles.

32.b) Aspectos contables

En relación con la presentación del proceso ante el Tribunal de Quiebras bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos por parte de las Entidades Maxus, el 17 de junio de 2016, tal como se describe en la Nota 32.a.2), 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 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 la Ley de Quiebras de Estados Unidos.

Generalmente, cuando una entidad se presenta para su reestructuración bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos, los accionistas pierden el poder para tomar 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 Maxus bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos tuvo efectos relevantes en los derechos de YPF Holdings como accionista de dichas Entidades dado que los acreedores del proceso de quiebra (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, a la fecha de presentación del pedido voluntario de reorganización bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos, YPF Holdings mantuvo su derecho de designar a los directores de las Entidades Maxus 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 de Estados Unidos también tuvo efectos sobre las responsabilidades y funciones del directorio y gerencia de las Entidades Maxus. Cada una de las Entidades Maxus se convirtió en un "deudor en posesión", por lo que, de acuerdo con la Ley de Quiebras de Estados Unidos, 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 de Estados Unidos ordenara lo contrario. Aun así, durante el plazo que dure el proceso de reorganización bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos, el directorio de los Deudores no tiene discrecionalidad absoluta, dado que cualquier decisión fuera del curso ordinario de los negocios de los Deudores estará sujeta a la aprobación del Tribunal de Quiebras de Estados Unidos.

Asimismo, el 8 de noviembre de 2016 las Entidades Maxus modificaron sus estatutos a fin de otorgar mayor poder de decisión a los directores independientes.

Por todo lo expuesto, debido a la presentación realizada ante el Tribunal de Quiebras de Estados Unidos, la Sociedad entiende que YPF Holdings dejó 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, el 17 de junio de 2016 procedió a la desconsolidación de las inversiones de las Entidades Maxus.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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. ACTIVOS Y 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 en el apartado 33.b).

33.a) Activos contingentes

El Grupo no posee activos contingentes significativos.

33.b) Pasivos contingentes

33.b.1) Reclamos ambientales

- **Asociación Superficialistas de la Patagonia ("ASSUPA")**

ASSUPA demandó a empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de distintas cuencas (Neuquena en el año 2003, Noroeste en el año 2010, y San Jorge y Austral en el año 2012), entre las que se encuentra YPF, a recomponer el daño ambiental colectivo supuestamente producido a partir de la actividad hidrocarburífera. En subsidio pidió que se constituya un fondo de restauración ambiental y se adopten medidas que permitan evitar la producción de daños ambientales en el futuro.

Empresas concesionarias de áreas de la cuenca Neuquina:

La demanda ha sido contestada por YPF y por el resto de las partes demandadas. Luego de diversas incidencias, el 30 de diciembre de 2014 la CSJN dictó 2 sentencias interlocutorias. Por la primera, la Corte declaró ajena a su competencia originaria todos aquellos daños ambientales relativos a situaciones locales y provinciales, asumiendo sólo los relativos a situaciones interjurisdiccionales (por ejemplo, la cuenca del Río Colorado). Por la segunda, la Corte rechazó el pedido de ASSUPA de incorporar como tercero necesario a Repsol S.A. y a los directores que se desempeñaron en YPF hasta abril de 2012. Paralelamente, denegó medidas cautelares y otras diligencias relacionadas con ese pedido.

Como consecuencia de tal decisión, 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 de YPF en la Provincia de Neuquén. En dicha acción YPF contestó la demanda y requirió la citación del Estado Nacional, del Estado Provincial y de otras compañías petroleras de la zona.

Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Noroeste

El 1 de diciembre de 2014 YPF fue notificada de la demanda y solicitó la suspensión de plazos procesales por defectos en la notificación, tal suspensión fue concedida por el tribunal. El 19 de abril de 2017 YPF fue notificada de la resolución del juzgado que ordena la reanudación de los plazos procesales y opuso excepción de defecto legal, al igual que otros codemandados. El juzgado dispuso la suspensión de los términos para contestar la demanda hasta tanto exista resolución definitiva de la excepción de defecto legal.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge

YPF interpuso una excepción de defecto legal. Por tal presentación 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 Sociedad, la que será resuelta cuando esté trabada la litis con la totalidad de las empresas demandadas. El 8 de febrero de 2021 el juez resolvió declarar la incompetencia de la justicia federal en la causa, por entender que no se había demostrado la existencia de un daño interjurisdiccional que la justificara. Esta resolución se encuentra firme.

El 29 de marzo de 2021 la Cámara de Apelaciones confirmó la sentencia de primera instancia del 8 de febrero de 2021 donde el juez resolvió declarar la incompetencia de la justicia federal en la causa, por entender que no se había demostrado la existencia de un daño interjurisdiccional. Esta decisión no ha sido recurrida por la actora, por lo que se encuentra firme.

El 3 de mayo de 2021 ASSUPA solicitó al Ministerio Público Fiscal la investigación de la posible comisión de delitos penales, y que se diera intervención a la Unidad Fiscal de Investigaciones en Materia Ambiental ("UFIMA") para que preste la colaboración de su competencia, elaborando estrategias de investigación y/o definiendo cursos de acción para la instrucción de los hechos denunciados. Asimismo, solicitó la remisión de las actuaciones a los tribunales provinciales para la continuación de la causa, lo cual generó la formación de un nuevo expediente. El 9 de septiembre de 2021 el juez se declaró incompetente debido a la inexistencia de daños interjurisdiccionales.

El 14 de mayo de 2021, el juzgado rechazó lo solicitado por ASSUPA en relación con dar intervención a los tribunales provinciales por improcedente, pero le hizo saber que las presentes actuaciones quedarán a disposición de las autoridades judiciales o administrativas que así lo soliciten, en calidad de prueba instrumental.

Empresas concesionarias de áreas de la Cuenca Austral

El 2 de noviembre 2015 YPF fue notificada de la demanda y solicitó la suspensión de plazos procesales por defectos en la notificación. Tal suspensión fue concedida por el tribunal y luego de distintas incidencias con distintos codemandados y citados, el juzgado ordenó el 23 de junio de 2020 una nueva notificación con el traslado de la demanda. La decisión fue apelada por la actora.

El 12 de mayo de 2021 el expediente fue remitido a la Cámara de Apelaciones Federal en lo Contencioso Administrativo para la resolución del recurso interpuesto por la actora, que había apelado la sentencia interlocutoria del 23 de junio de 2020 por la cual el juez dispuso hacer lugar al planteo de YPF, entre otras codemandadas, ordenando el traslado de la demanda.

- **Dock Sud, Río Matanza, Riachuelo, Quilmes y Refinería Luján de Cuyo**

En el año 2006 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 44 empresas entre las que se encuentra YPF, el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y 14 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 2 juicios ambientales, uno de ellos fue desistido en relación con YPF, mientras que en el otro juicio se reclama a varias empresas radicadas en dicha localidad, entre ellas a YPF, a la Provincia de Buenos Aires y a varios municipios, la remediación y en subsidio la indemnización del daño ambiental colectivo de la localidad 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

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 responsables 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 dicha 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 16.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.

Respecto de la afectación del acuífero circundante a la Refinería Luján de Cuyo se llevó a cabo un plan de investigación detallado con el fin de caracterizar, analizar el riesgo e implementar las acciones de mitigación; desarrollándose luego la ingeniería de remediación que actualmente se está implementando. El seguimiento de dicha remediación es llevado a cabo con el control y acompañamiento del Instituto Nacional del Agua ("INA") y autoridades locales.

33.b.2) Reclamos contenciosos

- **Empresas Petersen Energía Inversora, S.A.U. y Petersen Energía, S.A.U. (en conjunto, "Petersen") - Empresas Eton Park Capital Management, L.P., Eton Park Master Fund, LTD. y Eton Park Fund, L.P. (en conjunto, "Eton Park")**

Proceso judicial en Nueva York

Los demandantes en este proceso son Petersen y Eton Park, anteriores titulares de ADRs que evidencian ADSs que representan acciones Clase D de YPF. Petersen presentó su reclamo el 8 de abril de 2015 y Eton Park presentó su reclamo el 3 de noviembre de 2016. Ambos reclamos están en curso ante el Tribunal de Distrito de Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York ("Tribunal de Distrito") y fueron presentados contra la República Argentina ("República") e YPF. Los reclamos se fundamentan en la intervención de la República en YPF en 2012 y la posterior expropiación por parte de la República de una participación mayoritaria en YPF que poseía Repsol (ver Nota 30). Petersen y Eton Park alegan que la República e YPF incumplieron supuestas obligaciones contenidas en el estatuto de la Sociedad. Los reclamos de Petersen y Eton Park se consideran reclamos relacionados, tramitan en forma conjunta y fueron asignados al mismo Tribunal de Distrito.

El 8 de septiembre de 2015, antes de que Eton Park presentara su reclamo, la República e YPF presentaron mociones para desestimar el reclamo de Petersen. El 19 y 23 de octubre de 2015 Petersen presentó oposiciones a las mociones de desestimación de la República e YPF, respectivamente. El 9 de septiembre de 2016 el Tribunal de Distrito emitió una decisión denegando parcialmente las mociones de desestimación. La Sociedad y la República apelaron esta decisión solicitando la desestimación completa del reclamo. YPF y la República argumentaron que, en el supuesto que el reclamo fuera procedente, el reclamo debía tramitar en Argentina (forum non conveniens). El Tribunal de Apelaciones de Estados Unidos para el Segundo Circuito ("Tribunal de Apelaciones") sostuvo que el Tribunal de Distrito tiene jurisdicción sobre este asunto. El 31 de octubre de 2018 YPF y la República apelaron esta decisión ante la Corte Suprema de Estados Unidos ("Corte Suprema"). El 24 de junio de 2019 la Corte Suprema rechazó considerar el recurso de apelación.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNTSLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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



33. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

El 30 de agosto de 2019 la República e YPF presentaron mociones para desestimar los casos de Petersen y Eton Park alegando nuevamente que los procesos debían tramitar en Argentina (forum non conveniens). El 5 de junio de 2020 el Tribunal de Distrito rechazó estas mociones de desestimación. La República e YPF presentaron sus contestaciones a la demanda de Petersen el 8 de julio de 2019 y a la demanda de Eton Park el 10 de julio de 2020. El 13 de julio de 2020 el Tribunal de Distrito emitió una resolución ordenando a las partes avanzar con el proceso de prueba de hechos y con el proceso de prueba de expertos. Dada la superposición entre los procesos de Petersen y Eton Park, dichos procesos avanzaron de manera conjunta y las partes realizaron un proceso de prueba consolidado para ambos reclamos. El proceso de prueba de hechos concluyó el 27 de agosto de 2021. El proceso de prueba de expertos se encuentra en curso y se espera concluya sustancialmente el 11 de marzo de 2022.

El 24 de septiembre de 2021 YPF, la República, Petersen y Eton Park intercambiaron informes de expertos iniciales, incluyendo un informe de experto de los demandantes sobre daños ("Informe de Daños de los Demandantes") en caso de que YPF y/o la República sean declarados responsables. YPF ha invocado una serie de defensas respecto de su responsabilidad que considera robustas. Si las defensas invocadas por YPF son aceptadas, YPF no deberá hacerse cargo de reparar ningún daño.

El 3 de diciembre de 2021 en respuesta al Informe de Daños de los Demandantes, los demandados presentaron, junto con otros informes de expertos, un informe de experto para refutar los daños y perjuicios presentados por los demandantes ("Informe de Refutación") en el que se concluye que no existe ningún daño a los demandantes, aun cuando el Tribunal de Distrito finalmente declarase responsable a los demandados. Además, si el Tribunal de Distrito declarase responsable a los demandados y rechazase el enfoque de los demandados aceptando en cambio el enfoque propuesto por los demandantes, el Informe de Refutación también concluye que la metodología de los demandantes para el cálculo de daños y perjuicios es defectuosa, e incluye cálculos alternativos que corrigen ciertas cuestiones de la metodología del experto de los demandantes. Corrigiendo la fecha de notificación de la oferta pública de adquisición supuesta por el experto de los demandantes (a efectos del cálculo únicamente) resultaría en estimaciones de daños y perjuicios por US\$ 5.200 millones (excluyendo intereses y algunas pretensiones accesorias) o US\$ 3.500 millones (excluyendo intereses y algunas pretensiones accesorias), suponiendo fechas de notificación de la oferta pública de adquisición el 16 de abril de 2012 o el 7 de mayo de 2012, respectivamente. Si se realizaran ciertas correcciones adicionales a la metodología del experto de los demandantes, incluyendo el cálculo de daños y perjuicios en pesos y no en dólares, las estimaciones de daños y perjuicios resultantes serían de 14.400 millones de pesos (excluyendo intereses y algunas pretensiones accesorias) o 14.000 millones de pesos (excluyendo intereses y algunas pretensiones accesorias) (que, a efectos ilustrativos, si se convierte al tipo de cambio correspondiente al peso respecto del dólar del 24 de septiembre de 2021 ascendería a US\$ 146 millones o US\$ 142 millones). Estos cálculos alternativos de daños y perjuicios usando el enfoque de los demandantes, pero corrigiendo su metodología defectuosa, resultarían en montos de daños y perjuicios estimados que no son consistentes con los montos estimados en el Informe de Daños de los Demandantes, que están basados en supuestos y teorías de causalidad y cálculos de daños y perjuicios que a juicio de YPF no encuentran respaldo en los hechos y en la ley aplicable. Cabe destacar que el Informe de Refutación no constituye una admisión de responsabilidad ni una obligación de pago por parte de ninguno de los demandados de ningún daño. Si, a pesar de sus defensas robustas, los demandados fuesen declarados responsables por el Tribunal de Distrito y se les ordenara el pago de daños y perjuicios, YPF intentará limitar su porción de la indemnización que quedara a su cargo.

Según el último calendario aprobado por el Tribunal de Distrito se espera que el proceso de prueba de expertos concluya sustancialmente el 11 de marzo de 2022. El calendario establece que las mociones de juicio sumario sean completamente sustanciadas ante el Tribunal de Distrito antes del 9 de junio de 2022. Si el juicio (trial) es procedente después de que el Tribunal de Distrito se pronuncie sobre las mociones de juicio sumario de las partes, y sujeto al calendario del Tribunal de Distrito y a otros compromisos inamovibles, el juicio (trial) deberá comenzar 115 días después de que el Tribunal de Distrito emita su decisión respecto al juicio sumario. El calendario procesal puede ser ampliado o modificado por orden del Tribunal de Distrito.

A medida que avance el proceso, teniendo en cuenta la complejidad de los reclamos y las pruebas que puedan presentar las partes, la Sociedad continuará reevaluando el estado del litigio y su posible impacto en los resultados y la situación financiera del Grupo. La Sociedad continuará defendiéndose conforme el procedimiento legal aplicable y las defensas disponibles.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

Proceso judicial en España

El 28 de febrero de 2019 YPF presentó una demanda en España contra Petersen y Prospect Investments LLC ("Burford") con el fin de definir la naturaleza jurídica del acuerdo suscrito por Burford y el síndico en el procedimiento de quiebra de Petersen. Al presentar su contestación Burford presentó una moción para que el caso fuera remitido al tribunal en el que se tramita la liquidación de Petersen. Como YPF se opuso a la moción, el caso fue remitido al fiscal para que emitiera una opinión antes de la decisión del Tribunal Comercial N° 47 en Madrid. El 29 de julio de 2019 dicho Tribunal resolvió que la causa debe tramitar ante el juzgado que intervino en la liquidación de Petersen. Dicha decisión fue apelada por la Sociedad el 26 de septiembre de 2019. El 30 de octubre de 2019 Burford se opuso a la apelación presentada por la Sociedad y el 31 de octubre de 2019 lo hizo Petersen. El 12 de noviembre de 2019 la Sociedad compareció ante la Audiencia Provincial de Madrid en el marco de dicho recurso y el 18 de noviembre de 2019 lo hizo Petersen.

El 20 de mayo de 2020 la Audiencia Provincial de Madrid desestimó la apelación interpuesta por la Sociedad por falta de competencia y confirmó la competencia del Juzgado de lo Mercantil N° 3 en Madrid. El 3 de septiembre de 2020 YPF interpuso recurso de apelación contra la resolución dictada el 20 de mayo de 2020 por la Audiencia Provincial de Madrid para obtener protección constitucional al amparo de los artículos 41 y 44 de la Ley Orgánica del Tribunal Constitucional por considerar que dicha resolución vulnera el derecho fundamental de YPF a la tutela judicial efectiva. El 17 de marzo de 2021 el Tribunal Constitucional rechazó la admisión a trámite del recurso de apelación de protección constitucional interpuesto por YPF, sin pronunciarse sobre el fondo del asunto, al considerar que la apelación de protección constitucional carecía de la relevancia constitucional que exige dicho procedimiento.

33.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 respondidos oportunamente por YPF.

33.b.4) 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 una 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 consolidado, ha considerado que constituyen contingencias posibles.

34. COMPROMISOS CONTRACTUALES

34.a) Concesiones de explotación y permisos de exploración

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 el Grupo ha obtenido concesiones de explotación y permisos de exploración que incluyen compromisos de realización de ciertas inversiones y gastos y de mantenimiento de niveles de actividad. A continuación se detallan las principales características de los acuerdos, concesiones y permisos más significativos.

- **Loma Negra y La Yesera**

El 30 de marzo de 2021 YPF junto con sus socios CAPEX S.A., Metro Holding S.A. y Corporación Financiera Internacional en el área Loma Negra y, adicionalmente, San Jorge Energy S.A. en el área de La Yesera han suscripto con la Provincia de Río Negro los acuerdos de prórroga de las concesiones de explotación de las mencionadas áreas por el término de 10 años, hasta el año 2034 y 2037, respectivamente. El 20 de abril de 2021 dichos acuerdos de prórroga fueron ratificados mediante los Decretos Provinciales N° 345/2021 y 346/2021, respectivamente.

El acuerdo de prórroga del área La Yesera preveía una opción a favor de YPF, a través de la cual la Sociedad tenía un plazo de 90 días para efectivizar su decisión de prorrogar dicha concesión de explotación hasta el año 2037. En junio de 2021 la Sociedad comunicó a la Provincia de Río Negro su decisión de no prorrogar la concesión, por lo que su participación en el área La Yesera finaliza en el año 2027.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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. COMPROMISOS CONTRACTUALES (cont.)

• Bajo del Toro

El 26 de noviembre del 2021 se publicó en el BO de la Provincia de Neuquén el Decreto Provincial N° 2.004/2021 por el cual se autoriza la subdivisión del área Bajo del Toro en los siguientes bloques: (i) Bajo del Toro Norte; y (ii) Bajo del Toro.

Asimismo, a través de dicho Decreto se otorga a YPF, Bajo del Toro I S.R.L. (sociedad absorbida por YPF en el marco de la fusión en 2019) y Equinor Argentina B.V. Sucursal Argentina ("Equinor") una CENCH en el área Bajo del Toro Norte por un período de 35 años; y el acceso a un segundo período exploratorio en el área Bajo del Toro por un período de 4 años.

YPF y Equinor se comprometen a ejecutar un plan piloto de 5 años en la CENCH obtenida en el área Bajo del Toro Norte, consistente en la perforación de 14 pozos horizontales con objetivo a la formación Vaca Muerta y las instalaciones de superficie asociadas con una inversión estimada de US\$ 118 millones, y 1 pozo vertical en el área Bajo del Toro con una inversión estimada de US\$ 3 millones.

• Carta de intención con la Provincia de Mendoza

El 26 de julio de 2021 YPF suscribió una Carta de Intención con la Provincia de Mendoza a través de la cual, y entre otros aspectos, se comprometieron, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones y la obtención de las aprobaciones correspondientes, a: (i) la migración de producción mediante recuperación secundaria a recuperación terciaria en ciertas áreas de titularidad de YPF; (ii) la Provincia de Mendoza procederá a otorgar una reducción de la alícuota de regalías, aplicable a los hidrocarburos producidos por pozos de recuperación terciaria; (iii) YPF iniciará en el año 2022 la perforación de 2 pozos piloto en ciertas áreas de titularidad de YPF con el objetivo de explorar la formación Vaca Muerta y comprobar su potencial técnico y económico; y (iv) la reversión de las áreas Loma de La Mina y Puesto Molina Norte, a partir de la fecha de vencimiento original de las concesiones.

El 12 de agosto de 2021 dicha Carta de Intención fue ratificada mediante el Decreto Provincial N° 1.117/2021.

En enero de 2022 YPF ha sido notificada de la Decisión Administrativa N° 01/2022 donde la Provincia de Mendoza aprobó la reversión del área Loma de La Mina y su transferencia a un nuevo operador.

• Acuerdo de exploración en el bloque Charagua (Bolivia)

El 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.

En octubre de 2017 se acordaron los términos para la cesión a favor de YPFB Chaco S.A. del 40% sobre el Contrato de Servicios suscripto con YPFB para la exploración del bloque. Adicionalmente, el 25 de enero de 2018 se suscribió el acuerdo de cesión. Aún resta la aprobación formal de la Asamblea Legislativa del Estado Plurinacional de Bolivia, para que la misma sea efectiva.

De efectuarse el descubrimiento comercial esperado, se conformará una Sociedad de Economía Mixta entre YPFB, YPF E&P (subsidiaria indirecta de YPF) y YPFB Chaco S.A., con una participación accionaria de 51%, 29,4% y 19,6%, respectivamente.

Durante 2020 se solicitó la suspensión de plazos del primer período exploratorio debido a la emergencia sanitaria por la pandemia de COVID-19, que fue aprobada por YPFB el 4 de enero de 2021 a través de la Resolución DEEA 001-2021; extendiéndose el vencimiento del bloque al 26 de mayo de 2021.

El 25 de mayo de 2021 se sancionó la Ley N° 1.376 mediante la cual se aprobó la modificación al Contrato de Servicios Petroleros para la exploración y explotación del bloque Charagua suscripto entre YPF E&P e YPFB, por la cual YPF E&P cede el 40% del total de la participación y los derechos y obligaciones bajo dicho Contrato a favor de YPFB Chaco S.A., quedando pendiente el proceso de protocolización del Contrato.

Asimismo, y a raíz de la continuidad de la emergencia sanitaria originada por la pandemia de COVID-19 que motivó la suspensión de plazos del período exploratorio por invocación de fuerza mayor, se extendió la vigencia de la primera fase del período exploratorio hasta el 4 de junio de 2021. En función de ello, la segunda fase del período exploratorio finalizará en junio de 2023.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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. COMPROMISOS CONTRACTUALES (cont.)

34.b) Acuerdos y compromisos de inversión y cesiones

El Grupo ha realizado acuerdos de inversión, adquisiciones y cesiones de áreas. A continuación se detallan las principales características de los acuerdos y cesiones más relevantes que tuvieron lugar en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 o generaron un efecto económico significativo en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019.

- **Acuerdo para el desarrollo del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste - Narambuena**

En abril de 2014 YPF y subsidiarias de Chevron Corporation (en adelante "Chevron") firmaron 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 sólo riesgo por Chevron. La inversión se desembolsó en 2 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"): (i) del 50% de participación en el área de exploración Narambuena; y (ii) del 7% del interés legal de la Concesión de Explotación de Chihuido de La Sierra Negra en las Provincias de 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.

Durante 2018 se completó la actividad de la Fase I dando comienzo en abril de 2018 a la Fase II la cual se completó en abril de 2021, con un total de aportes por parte de CDNC para las Fases I y II de US\$ 114,4 millones. En enero de 2022 Chevron ha confirmado su decisión de ejercer la opción de aceptación de ingresar a la Fase III del proyecto de inversión en hidrocarburos no convencionales en el área Narambuena.

- **Adquisición del área Aguada del Chañar**

El 25 de junio de 2019 YPF recibió 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 área Aguada del Chañar ubicada en la Provincia de Neuquén junto con todos sus activos e instalaciones. YPF resultó adjudicataria de dicha Licitación presentando una oferta de US\$ 96 millones.

El 28 de junio de 2019 se publicó en el BO de la Provincia de Neuquén el Decreto N° 1.096/2019 autorizando dicha cesión. 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 una propiedad minera exploratoria por 4.055 en el rubro "Activos intangibles".

- **Cesión del permiso de exploración CAN 100 (offshore) - Reconversión Bloque E-1**

El 8 de octubre de 2019 YPF y 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 encontraba sujeta a ciertas condiciones precedentes.

El 16 de abril de 2020 habiéndose cumplido las condiciones pactadas en el acuerdo de cesión, entre ellas, la aprobación de la cesión en los términos del artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos por parte de la SE, la cual fue otorgada mediante Resolución N° 55/2020, se produjo el cierre de la transacción efectivizando la cesión de YPF del 50% de participación en el área y de la operación a Equinor. El 22 de abril de 2020 YPF recibió US\$ 22 millones. Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 una ganancia de 1.457 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

El 14 de enero del 2021 YPF y Shell Argentina S.A. ("Shell Argentina") y Equinor y Shell Argentina suscribieron sendos acuerdos mediante los cuales YPF y Equinor transferirían a Shell Argentina un 15% de participación en el área CAN 100, respectivamente, manteniendo YPF, en consecuencia, un 35% de participación en dicha área. La efectividad de estos acuerdos estaba sujeta a ciertas condiciones precedentes, entre las que se encontraba la aprobación de las cesiones por parte de la SE, que fueron autorizadas el 23 de abril 2021. Esta cesión requirió el pago por parte de Shell Argentina a YPF del precio pendiente de US\$ 5 millones. Adicionalmente, el 14 de diciembre de 2021 Shell Argentina pagó a YPF un monto adicional de otros US\$ 5 millones ya que se cumplieron ciertas condiciones establecidas en el acuerdo de cesión.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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



34. COMPROMISOS CONTRACTUALES (cont.)

• Cesión del área Bandurria Sur

En enero de 2020 YPF fue notificada de la adquisición por parte de Shell Argentina y Equinor Argentina AS (Sucursal Argentina) (ambas, el "Consortio") de la totalidad del paquete accionario de SPM Argentina S.A ("SPM"). Esta cesión requirió el pago por parte de SPM a YPF del precio pendiente de US\$ 105 millones. Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado una ganancia de 6.356 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

El 5 de marzo de 2020 se firmó el acuerdo por el cual YPF cedió a Bandurria Sur Investments S.A. ("BSI", anteriormente SPM), una compañía afiliada a Shell Argentina y Equinor Argentina AS (Sucursal Argentina), un 11% de participación en el área Bandurria Sur. El 29 de abril de 2020 se emitió el Decreto N° 512/2020 mediante el cual la Provincia de Neuquén aprobó la cesión a favor de BSI. El 14 de mayo de 2020 YPF y BSI celebraron los contratos definitivos relacionados con la explotación conjunta de hidrocarburos en el área, dando cumplimiento a las condiciones precedentes para la entrada en vigencia del acuerdo de cesión del 11% de la concesión de explotación no convencional del área a favor de BSI. En consecuencia, YPF continuará siendo el operador del área y conservará el 40% de la titularidad en la concesión mientras que la participación de BSI ascenderá al 60%. Por lo mencionado precedentemente, el Grupo ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 una ganancia de 4.420 incluida en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

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

El 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 de Neuquén y Río Negro por un monto de US\$ 22 millones.

El 2 de diciembre de 2018 mediante el Decreto N° 1.677/2018 la Provincia de Río Negro aprobó la cesión. Asimismo, el 20 de diciembre de 2018 YPF y PS suscribieron los documentos necesarios para perfeccionar la cesión.

El 2 de enero de 2019 YPF y PS firmaron un acta por la cual PS a partir de ese día tomaba 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.

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 Río Mayo y Sarmiento

El 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 el 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 millón.

El 25 de octubre de 2019 mediante el Decreto N° 1.185/2019 la Provincia de Chubut aprobó la cesión. Asimismo, el 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".

• Cesión de las áreas Al Sur de La Dorsal, Anticlinal Campamento, Dos Hermanas y Ojo de Agua

El 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 de Neuquén, por un monto de US\$ 12 millones.

El 24 de julio de 2019 mediante el Decreto N° 1.346/2019 la Provincia de Neuquén aprobó la cesión de dichas áreas. Asimismo, el 31 de julio de 2019 YPF y OESA 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".

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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. COMPROMISOS CONTRACTUALES (cont.)

34.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 que fueron afectados por razones regulatorias por contratos de suministro de gas firmes e interrumpibles de acuerdo a la normativa de exportación de gas natural vigente en la Argentina en cada momento. 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.

Los compromisos exploratorios y de inversión y gastos hasta la finalización de las concesiones más relevantes ascienden a 573.741 al 31 de diciembre de 2021.

34.d) Acuerdo Exmar Energy Netherlands B.V., Exmar Argentina S.A.U. y Exmar N.V.

El 19 de octubre de 2020 entró en vigencia el acuerdo transaccional celebrado entre YPF y las empresas Exmar Energy Netherlands B.V., Exmar Argentina S.A.U. y Exmar N.V. ("Exmar"), mediante el cual, sin reconocer hechos ni derechos, se estableció la finalización de los acuerdos de chárter y servicios de licuefacción de la barcaza licuefactora Tango FLNG celebrados el 20 de noviembre de 2018, y la finalización de los reclamos arbitrales iniciados por Exmar Energy Netherlands B.V. y Exmar Argentina S.A.U. contra YPF el 15 de julio de 2020 ante la London Court of International Arbitration ("LCIA"), no teniendo estas compañías nada más que reclamar a YPF. Con motivo de este acuerdo, la Sociedad abonará la suma transaccional total de US\$ 150 millones, la cual incluye un pago inicial ya efectuado de US\$ 22 millones y una suma restante a abonar en 18 pagos mensuales reconocida en el rubro "Otros pasivos", dichos pagos se encuentran garantizados (ver Nota 34.e)). A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados se está cumpliendo con el cronograma de pagos acordado.

Como consecuencia de este acuerdo, la Sociedad ha registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 una pérdida de 8.285 en el rubro "Otros resultados operativos, netos".

34.e) Garantías otorgadas

Al 31 de diciembre de 2021 el Grupo ha emitido garantías bancarias por un valor de US\$ 8 millones. YPF ha asumido otros compromisos por un valor de US\$ 155 millones con relación al cumplimiento de obligaciones de subsidiarias.

Al 31 de diciembre de 2020, por el acuerdo descrito en la Nota 34.d), la Sociedad ha entregado como garantía Bonos de la República Argentina 2029 y 2030 por un valor nominal de US\$ 290 millones, y OPESSA ha otorgado una garantía por un monto de US\$ 30 millones. Al 31 de diciembre de 2021 se mantiene en vigencia la garantía entregada por OPESSA por un monto de US\$ 25 millones.

Adicionalmente, YPF ha abierto una cuenta de reserva y pago en Nueva York a favor de los tenedores de las ON Clase XVI, cuyo saldo al 31 de diciembre de 2021 es de \$ US\$ 19 millones, representando el 125% de los servicios de deuda de dichas ON a cancelar en los próximos 6 meses, en línea con lo permitido por la normativa cambiaria vigente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS

A continuación se describe el marco regulatorio principal al cual se encuentra sujeto el Grupo en el desarrollo de sus actividades, no siendo el objeto de este apartado la descripción exhaustiva de la totalidad de las regulaciones a las que el Grupo se encuentra sujeto.

35.a) Regulaciones aplicables a la industria hidrocarburífera

35.a.1) Ley de Hidrocarburos

La Ley N° 17.319 se promulgó el 23 de junio de 1967 y a lo largo de su vigencia su texto recibió numerosas modificaciones, siendo modificada por última vez en el año 2014 a través de la Ley N° 27.007 ("Ley de Hidrocarburos").

La Ley de Hidrocarburos establece los principios generales que rigen la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos hidrocarburíferos en Argentina. Los aspectos más relevantes son los siguientes:

- Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en territorio argentino y en su plataforma continental pertenecen al Estado Nacional o a las Provincias, según el ámbito territorial en el que se encuentren; y las actividades relativas a la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas, conforme a las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos y las reglamentaciones que dicte el PEN. Asimismo, estas empresas deberán estar registradas en el Registro de Empresas Petroleras creado por la Resolución SE N° 407/2007 a través de la cual se realiza anualmente un análisis técnico y financiero de dichas empresas, la falta de inscripción en dicho Registro imposibilita la realización de actividades en yacimientos del territorio argentino.
 - Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la autoridad de aplicación, de acuerdo con el objetivo de la exploración (convencional o no convencional). Así: (a) exploración convencional: se divide el plazo en 2 períodos de hasta 3 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años; (b) exploración no convencional: se divide el plazo en 2 períodos de 4 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años, es decir, hasta un máximo de 13 años; y (c) exploración en la plataforma continental y en el mar territorial: se divide el plazo en 2 períodos de 3 años cada uno con posibilidad de incrementarse en 1 año cada uno.
- En cuanto a las concesiones de explotación, tendrán los siguientes plazos de vigencia los cuales se contarán desde la fecha de la normativa que las otorgue: (a) concesión de explotación convencional: 25 años; (b) concesión de explotación no convencional: 35 años; y (c) concesión de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial: 30 años. Asimismo, con una antelación no menor a 1 año de vencimiento de la concesión, el titular de la concesión de explotación podrá solicitar indefinidas prórrogas de la concesión por un plazo de 10 años cada una.
- Los concesionarios de explotación pueden constituir una concesión de transporte para evacuar su producción. Así, las concesiones de transporte que se originen en una concesión de explotación convencional tendrán un plazo de 25 años, y las que se originen en una concesión de explotación no convencional de 35 años, más los plazos de prórroga que se otorguen.
 - Los titulares de un permiso de exploración y concesión de explotación deberán pagar: (a) anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la escala que fije el PEN; y (b) un porcentaje entre el 12% y el 18% sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo en concepto de regalías, pudiendo el Poder Ejecutivo nacional o provincial reducir la alícuota hasta el 5% teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. Adicionalmente, se encuentran sujetos a impuestos federales, provinciales y municipales, a aranceles aduaneros sobre las importaciones y exportaciones y, mientras esté vigente el permiso respectivo, al régimen fiscal previsto por la Ley de Hidrocarburos.
 - El incumplimiento de las obligaciones emergentes de los permisos y concesiones pueden causar la caducidad de los mismos, o ser penado por la autoridad de aplicación con las multas que establece la Ley de Hidrocarburos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

Asimismo, el dominio de los recursos hidrocarburíferos fue transferido del Estado Nacional a las Provincias mediante la promulgación de las siguientes disposiciones legales que reformaron la Ley de Hidrocarburos:

- En 1992 la Ley N° 24.145 aprobó el traspaso de la propiedad de las reservas de hidrocarburos a las Provincias donde se ubican.
- En 1994 se reformó la Constitución Nacional Argentina otorgándole a las Provincias el control primario de los recursos naturales dentro de sus territorios.
- En 2003 mediante el Decreto PEN N° 546/2003 se transfirió a las Provincias el derecho a otorgar permisos de exploración y/o explotación de hidrocarburos y concesiones de transporte en determinadas localidades designadas como áreas de transferencia, así como en otras áreas designadas por las autoridades provinciales competentes.
- En 2007 la Ley N° 26.197 reconoció la propiedad provincial de los reservorios de hidrocarburos de conformidad con el artículo 124 de la Constitución Nacional Argentina (incluidos los reservorios a los que se otorgaron concesiones antes de 1994) y otorgó a las Provincias el derecho a administrar dichos reservorios.

35.a.2) Ley de Privatización de YPF

En 1992 la Ley N° 24.145 ("Ley de Privatización") privatizó Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, antecesor de YPF, y dispuso la transferencia de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias, sujeto a los derechos existentes de los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación. La Ley de Privatización le otorgó a la Sociedad permisos de exploración y concesiones de explotación que son los títulos originarios de numerosas concesiones que continúan explotándose por YPF al día de la fecha.

35.a.3) Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos ("CENCH") en la Provincia de Neuquén

El 16 de diciembre de 2021 se publicó el Decreto Provincial N° 2.183/2021 a través del cual la Provincia de Neuquén aprueba la Resolución N° 53/2020 y, su modificatoria, la Resolución N° 142/2021, por las que se reglamenta el otorgamiento de CENCH en dicha Provincia.

A través de las mencionadas Resoluciones: (i) se determinan los parámetros aplicables al plan piloto que debe presentarse en el marco de una solicitud de CENCH y criterios técnicos para la delimitación territorial del área de la CENCH; (ii) se crea el Bono de Extensión de Área para la superficie en exceso de aquella alcanzada para el plan piloto; (iii) requiere la presentación y actualización anual de un Plan de Desarrollo Continuo durante la etapa de producción masiva; y (iv) determina que los compromisos asumidos para el año siguiente de cada presentación y actualización del Plan de Desarrollo Continuo serán compromisos en firme.

35.b) Regulaciones aplicables al segmento del Downstream

35.b.1) Regulaciones para la exportación de hidrocarburos líquidos

Las exportaciones de petróleo crudo, gasolinas y gasoil, entre otros, se encuentran sujetas a registro en los términos del Decreto N° 645/2002 y de la Resolución N° E-241/2017 del MINEM y su modificatoria Disposición N° 329/2019 de la SSHyC.

A fin de obtener el permiso de exportación, las empresas interesadas en exportar dichos productos deben registrar las operaciones de exportación y comprobar que han otorgado a los potenciales agentes del mercado interno que pudieran estar interesados, la posibilidad de adquirir dichos productos.

35.b.2) Productos refinados

La Resolución ex SRH N° 5/2016, que reemplazó el Anexo II de la Resolución N° 1.283/2006, estableció nuevas especificaciones para los grados 2 y 3 de gasoil y de naftas incluyendo modificaciones al contenido de plomo, manganeso, oxígeno y etanol y, más significativamente, azufre, requiriendo que las compañías petroleras implementen un plan para reducir los límites de azufre a 50 mg/kg para la nafta grado 2, 10 mg/kg para la nafta grado 3, y hasta 350 mg/kg para el gasoil grado 2. Las compañías petroleras debieron presentar ante la autoridad de aplicación un cronograma detallado del programa de inversiones para los próximos años, para alcanzar las especificaciones previstas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

No obstante, a través de la Resolución SE N° 576/2019 que modificó la Resolución ex SRH N° 5/2016, se establecieron nuevas especificaciones para naftas grado 3 y gasoil grado 2, y prorrogó el plazo para cumplir con las nuevas especificaciones a partir del 1 de enero de 2024. En consecuencia, la Sociedad se encuentra actualmente ejecutando los estudios de ingeniería y obras de conformidad con esta última Resolución.

35.c) Regulaciones aplicables al segmento de Gas y Energía

35.c.1) Transporte, distribución y comercialización de gas natural

La Ley N° 24.076 ("Ley del Gas") sancionada en 1992 junto con su Decreto Reglamentario N° 1.738/1992, reglamentan los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural. La Ley del Gas también dispuso la creación del ENARGAS para administrar y hacer cumplir el marco legal adoptado para el transporte, la distribución y la comercialización de gas natural.

Los sistemas de transmisión y distribución de gas natural se dividen en 2 sistemas de gasoductos troncales, norte y sur, operados por empresas transportistas y 9 distribuidoras regionales. Rige para estos sistemas el principio de acceso abierto, bajo el cual los cargadores de gas natural tienen acceso a la capacidad disponible sin discriminación. Asimismo, la Ley del Gas prohíbe que las empresas de transporte adquieran o vendan gas natural (con ciertas excepciones) y prohíbe ciertas formas de propiedad cruzada entre productores, transportistas, distribuidoras y comercializadores.

La demanda mayorista interna de gas natural se divide en 4 segmentos: (i) demanda prioritaria abastecida mediante las compañías distribuidoras (demanda residencial y otros clientes no industriales, en adelante "Distribución"); (ii) generación termoeléctrica; (iii) demanda industrial; y (iv) gas natural comprimido ("GNC").

En lo que respecta a la comercialización, la Ley del Gas establece la fijación de precios por la libre interacción de la oferta y la demanda y el derecho de traslado del costo de adquisición del gas natural a los usuarios del sistema de distribución.

Sin embargo, la regulación aplicable a la comercialización de gas natural se vio afectada en el contexto de la declaración de emergencia pública efectuada por la Ley N° 25.561 del 6 de enero de 2002 ("Ley de Emergencia Pública de 2002"), la crisis financiera del 2001, el abandono del régimen de convertibilidad y el congelamiento de las tarifas de transporte y distribución. Así, una serie de disposiciones transitorias modificaron el mecanismo de determinación de precios y de volúmenes ofertados, entre las que destacan: normas tendientes a establecer acuerdos entre productores y la SE a fin de asegurar volúmenes de oferta y fijar un sendero temporal de reconversión de precios; normas reguladoras del despacho de gas natural que otorgaron facultades de redireccionamiento del gas inyectado y otros mecanismos a ser adoptados en situaciones de crisis de abastecimiento para asegurar el abastecimiento de la demanda prioritaria (segmento de Distribución).

En 2017, luego de la finalización de la vigencia de la Ley de Emergencia Pública de 2002, se dio inicio a un proceso de transición para el abastecimiento del segmento de Distribución que comprendió: la convocatoria a productores e IEASA (ex ENARSA) a fin de alcanzar un acuerdo de condiciones básicas ("Acuerdo Marco") para el suministro de gas natural con vigencia a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019; un mecanismo de concurso de precios para el período abril 2019 - marzo 2020 y la posterior renovación (instruida por la SE) de los contratos resultantes del concurso de precios hasta la fecha de vencimiento del plazo establecido en el artículo 5 de la Ley N° 27.541 (Ley de Solidaridad, que declaró la emergencia pública del sector energético).

Actualmente, a partir del 1 de enero de 2021, desde la aprobación del PlanGasAr mediante el Decreto N° 892/2020 (ver Nota 35.d.1)), tanto el segmento de Distribución como la mayoría de la demanda del segmento de generación termoeléctrica se encuentran abastecidas, y por lo tanto los precios recibidos por los productores que abastecen a dichos segmentos son fijados por el mecanismo licitatorio allí dispuesto.

La venta de gas natural al segmento de generación termoeléctrica se encuentra asimismo regulada por la Resolución ex SE N° 95/2013 artículo 8, cuya vigencia fue reestablecida por la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, por la cual CAMMESA ha sido encomendada temporalmente con el rol de adquirir y proveer el combustible sin costo a los generadores que no cuenten con contratos de suministro de gas natural vigentes.

Por su parte, la comercialización del segmento industrial así como también del segmento de GNC (recientemente modificada por el Decreto N° 892/2020 y la Resolución SE N° 447/2020), se realiza por la libre negociación entre productores o comercializadores y clientes.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

Decreto N° 1.053/2018

Luego de que en diciembre de 2017 finalizara la vigencia de la Ley de Emergencia Pública de 2002 y a pocos meses de la instauración del esquema de transición que comprendió el acuerdo de condiciones básicas para el suministro destinado al segmento de Distribución, la ejecución de los contratos celebrados bajo el acuerdo mencionado se vio afectada por la profunda devaluación que sufriría el peso en 2018 y la decisión de las distribuidoras de pagar el precio del gas natural 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 el Acuerdo Marco y los contratos particulares celebrados). Esto llevó a un proceso de renegociación de los acuerdos particulares con precios nominados en dólares, que resultó en una reducción del precio de gas a aplicar para el período octubre - diciembre 2018, sin alcanzarse un acuerdo con relación a las diferencias por el tipo de cambio a considerar.

El 16 de noviembre de 2018 se publicó el Decreto N° 1.053/2018 por el cual el Estado Nacional decidió asumir, respecto de las distribuidoras y productores que adhirieron, 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, en 30 cuotas mensuales y consecutivas pagaderas a partir del 1 de octubre de 2019.

Asimismo, este Decreto 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 el servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional.

YPF adhirió al régimen previsto por dicho Decreto el 25 de octubre de 2019, habiendo sido abonada por el Estado Nacional solo la primera cuota del régimen, permaneciendo las demás devengadas impagas a la fecha de presentación de los presentados estados financieros consolidados.

El 14 de diciembre de 2020 se publicó la Ley N° 27.591 que aprobó el presupuesto para el ejercicio 2021 y que dejó sin efecto el Decreto N° 1.053/2018.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados la Sociedad presentó ante el Ministerio de Economía un reclamo administrativo previo por el pago de la segunda, tercera, cuarta y quinta cuota del régimen con más sus intereses.

35.c.2) Exportaciones de gas natural y de GNL

Gas natural

La Ley del Gas y su Decreto Reglamentario establecen que las exportaciones de gas natural serán autorizadas por el PEN en la medida que no se vea afectado el abastecimiento del mercado interno, disponiendo un régimen de exportación de gas natural que incluye autorizaciones firmes e interrumpibles. Durante el Período de Emergencia Pública de 2002, las autoridades nacionales adoptaron diversas medidas restrictivas para las exportaciones de gas natural desde la Argentina.

Asimismo, a partir del año 2016, el régimen de exportación de gas natural fue modificado por distintas normas sucesivas cuyo objetivo último fue resguardar el abastecimiento del mercado interno restringiendo la exportación de gas natural.

En particular, mediante las Resoluciones ex MEyM N° 104/2018 y ex SGE N° 9/2018, se estableció el "Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural" siendo condición para su otorgamiento la seguridad de abastecimiento del mercado interno. Este Procedimiento fue luego sustituido el 26 de junio de 2019 por la Resolución SGE N° 417/2019.

Actualmente resulta de aplicación a las exportaciones de gas natural la Resolución SE N° 360/2021, que fija los términos y condiciones del procedimiento para las autorizaciones de exportaciones de gas natural por ductos, y la licuefacción en el país y su posterior exportación como GNL.

En particular, dicho procedimiento recepta la preferencia otorgada por el Plan GasAr (ver Nota 35.d.1)) en favor de los adjudicatarios, quienes tendrán condiciones preferenciales de exportación en firme por hasta un volumen total de 11 Mm3 por día, exclusivamente durante el período no invernal.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNTSLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

GNL

El 27 de julio de 2021 se publicó la Resolución SE N° 706/2021, que crea el registro de operadores del sector de GNL y reglamenta las actividades de exportación. A fin de obtener el permiso de exportación, los exportadores de GNL deben registrarse en la categoría respectiva del registro creado por dicha Resolución y comprobar que se ha otorgado a los potenciales agentes del mercado interno que pudieran estar interesados, la posibilidad de adquirir dicho producto.

Dicha Resolución, a su vez, establece que la autoridad de aplicación podrá emitir permisos de exportación de GNL en firme por hasta un plazo de 20 años, asegurando previamente el abastecimiento interno de gas natural, y que dicho permiso no podrá ser revocado ni interrumpido posteriormente en virtud del aseguramiento del abastecimiento del mercado interno.

35.c.3) Requerimientos regulatorios aplicables a la distribución de gas natural

El Grupo participa en la distribución de gas natural a través de su subsidiaria Metrogas.

El sistema de distribución de gas natural está regulado por la Ley del Gas que, junto con su Decreto Reglamentario, otros decretos regulatorios, el Pliego, el Contrato de Transferencia y la Licencia de Distribución, establecen el marco legal de la actividad de Metrogas.

La Licencia de Distribución, 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 las acciones de Metrogas.

Las tarifas para el servicio de distribución de gas fueron establecidas en la Licencia de Distribución y están reguladas por el ENARGAS.

Licencia de Distribución

La Licencia de Distribución autoriza a Metrogas a suministrar el servicio público de distribución de gas natural por un plazo de 35 años renovable a su vencimiento, el 28 de diciembre de 2027, por un período adicional de 10 años de acuerdo a lo establecido por la Ley del Gas, en función a la recomendación que el ENARGAS realice al PEN sobre el cumplimiento sustancial de todas sus obligaciones y desempeño de Metrogas en el período previo.

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 PEN por un tercero.

Como regla general al producirse la extinción de la Licencia de Distribución por vencimiento del plazo, 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, entre ellas: cumplir con todas las solicitudes de servicios razonables dentro de su área de servicio, a menos que resultara antieconómico para la prestadora; y 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 de Distribución.

A su vez, la Licencia de Distribución detalla otras obligaciones de Metrogas, entre 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; y mantener ciertos registros contables y proporcionar ciertos informes periódicos al ENARGAS.

La Licencia de Distribución puede ser revocada por el Estado Nacional, bajo recomendación del ENARGAS, entre otras causales, por: serios y repetidos incumplimientos por parte de Metrogas de sus obligaciones y/o interrupciones totales o parciales (atribuibles a Metrogas) del servicio no interrumpible por fuera de los períodos estipulados en la Licencia; venta, disposición, transferencia y/o gravamen no autorizado de los activos esenciales de Metrogas (excepto gravámenes para financiar extensiones y mejoras en el sistema de gasoductos); y quiebra, disolución o liquidación de Metrogas.

Adicionalmente, la Licencia de Distribución estipula que Metrogas no podrá asumir las deudas de su controlante u otorgar créditos o gravar activos para garantizar deudas ni dar ningún otro beneficio a los acreedores de su controlante.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

Cuadros tarifarios y renegociación tarifaria

La Ley Emergencia de 2002 Pública afectó el marco jurídico vigente para los contratos de licencia de las empresas de servicios públicos. Dicha Ley dispuso la pesificación de las tarifas que estaban establecidas en dólares convertibles al tipo de cambio fijado por la Ley de Convertibilidad N° 23.928, la prohibición del ajuste de tarifas basado en cualquier índice extranjero, incluido el índice internacional "U.S. PPI" fijado en el marco regulatorio y dispuso el inicio de un proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos otorgados por el PEN (entre ellos, la Licencia de Distribución de Metrogas). El vencimiento de la Ley de Emergencia Pública de 2002 fue sucesivamente prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2017, junto con los plazos de renegociación de licencias y concesiones de servicios públicos.

En el marco del proceso de renegociación, el 30 de marzo de 2017 Metrogas suscribió el Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural con el ex MINEM y con el Ministerio de Hacienda ("Acta Acuerdo Integral") que estableció las condiciones de adecuación de la Licencia de Distribución y una serie de pautas para el proceso de RTI entre las que se incluyó la introducción de mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución entre revisiones tarifarias quinquenales (considerando las variaciones en los precios de la economía y los costos del servicio). El Acta Acuerdo Integral, posteriormente ratificada por el Decreto N° 252/2018, abarca el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la finalización de la Licencia de Distribución.

Sin perjuicio de las variables tomadas en consideración en oportunidad de las RTI y el ajuste tarifario allí establecido, en el transcurso del año 2019 el Estado Nacional adoptó distintas medidas que produjeron importantes alteraciones en la ecuación económico-financiera prevista en las RTI y en los planes de inversión obligatorios presentados por las licenciatarias de distribución, que devinieron en un perjuicio para Metrogas. Entre las medidas que generaron mayores alteraciones, se destacan aquellas que produjeron menores ingresos, fundamentalmente por el diferimiento del ajuste semestral de tarifas y mayores costos en relación al cálculo del GNNC.

Debido a ello, el 11 de octubre de 2019 Metrogas inició un reclamo administrativo ante el ENARGAS solicitando la revisión y adecuación de su plan de inversiones obligatorio y una compensación económica para la restitución del equilibrio económico y financiero, conjuntamente con la reconsideración de ciertas medidas regulatorias adoptadas. Dicho reclamo fue posteriormente actualizado con motivo de la continuidad del impacto producido por la Ley de Solidaridad y nuevas medidas adoptadas durante el año 2020, que se describen a continuación.

El 23 de diciembre de 2019 se publicó la Ley de Solidaridad, la cual declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, disponiendo la suspensión de actualizaciones sobre los cuadros tarifarios de distribución y transporte de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal, hasta la entrada en vigor de nuevos cuadros tarifarios transitorios (Decreto N° 1.020/2020). Asimismo, delegó en el PEN la facultad de iniciar una revisión extraordinaria de las RTI vigentes y facultó al PEN a intervenir administrativamente el ENARGAS por el término de un 1 año, lo que se materializó mediante el Decreto N° 278/2020, luego prorrogado por el Decreto N° 1.020/2020 hasta el 31 de diciembre de 2021 o hasta que finalice la RTI.

El 17 de diciembre de 2020 se publicó el Decreto N° 1.020/2020 que dispuso el inicio de la RTI para las prestadoras de servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural bajo jurisdicción federal y se estableció un plazo máximo de negociación de 2 años, previéndose la elaboración de un RTT hasta la culminación de la RTI.

El 2 de junio de 2021 se publicó la Resolución ENARGAS N° 151/2021 que aprueba los Cuadros Tarifarios de Transición, como parte del RTT, a aplicar por Metrogas, que se mantuvieron vigentes hasta el 28 de febrero de 2022.

El 27 de diciembre de 2021 se publicó la Resolución ENARGAS N° 518/2021 que dispuso la convocatoria de una audiencia pública con el objeto de poner a consideración la adecuación transitoria de la tarifa del servicio público de distribución de gas por redes (Decreto N° 1.020/2020), debiendo las licenciatarias de los servicios públicos de distribución de gas natural presentar los cuadros tarifarios de transición por ellas propuestos, y la información de sustento de los mismos que permita poner a conocimiento de la ciudadanía, el contenido propuesto para la adecuación transitoria de las tarifas bajo el RTT.

El 23 de febrero de 2022 se emitió la Resolución ENARGAS N° 69/2022 que aprueba (i) los Cuadros Tarifarios de Transición, como parte del RTT, a aplicar por Metrogas a partir del 1 de marzo de 2022, y (ii) el Cuadro de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales de Transición.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

Procedimiento para la compensación de los menores ingresos que las distribuidoras de gas natural reciban de sus usuarios por beneficios y/o bonificaciones y por mayores costos de GNNC

La Resolución MINEM N° 508-E/2017 establece el procedimiento para compensar a las licenciatarias de distribución de gas natural, los menores ingresos que reciban de los usuarios producto de la aplicación de beneficios a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia de tarifa social y bonificaciones por menores consumos y los mayores costos del GNNC respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas, aplicable a partir del 1 de enero de 2018. Sin embargo, el 7 de diciembre de 2018, el ENARGAS comunicó a la SGE observaciones al esquema previsto en virtud de lo cual la SGE no reconoció el ajuste previsto respecto del GNNC y 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. 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.

Este procedimiento se enmarca dentro del artículo 20.2 del Modelo de Licencia aprobado por el Decreto N° 2.255/1992 que establece que el distribuidor tendrá derecho a ser compensado por la reducción de ingresos que le ocasionen tales medidas a fin de mantener la cadena de pagos relacionada con la operación y el mantenimiento del servicio público de distribución de gas natural por redes, entre otros, el pago de las facturas de compra de gas natural y garantizar la continuidad de la prestación de dicho servicio público.

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 Pública de 2002 y en cumplimiento con el artículo 34 de la Ley del Gas. Al respecto, cabe recordar que YPF indirectamente adquirió el 70% de la participación en Metrogas, operación que fue autorizada por Resolución ENARGAS N° I/2.566 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.

El 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 de gas, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley del Gas.

El 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 el 3 de julio de 2017. Dicha presentación no implica desistimiento del recurso antes referido.

El 5 de abril de 2018 el ENARGAS rechazó el recurso de reconsideración presentado por YPF el 30 de marzo de 2017, mediante Resolución ENARGAS N° 313/2018. El 8 de octubre de 2018 YPF presentó recurso de alza para su resolución por la SGE. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados este recurso no ha sido resuelto.

35.c.4) Marco regulatorio de la industria del GLP

La Ley N° 26.020 de 2005 ("Ley de GLP") establece el marco regulatorio de la industria del GLP, incluyendo en su ámbito de aplicación las actividades de producción, fraccionamiento, envasado, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización declarándolas de interés público. También establece la libre importación de GLP, sin perjuicio de las restricciones u otras medidas que pueda establecer el PEN en caso de que el producto esté sujeto a subsidios en el país de origen, y la libre exportación de GLP una vez que esté garantizado el abastecimiento del mercado interno.

En el marco de la Ley de GLP, que establece la creación de un fondo fiduciario para financiar los consumos de GLP envasado para aquellos consumidores de bajos ingresos que no tienen acceso a las redes de distribución de gas natural, el Estado Nacional impulsó distintos programas de incentivos al abastecimiento del mercado interno (ver Nota 35.d.2)).

35.c.5) Marco regulatorio asociado a la generación de energía eléctrica

El Grupo participa en la generación de energía eléctrica a través de YPF EE y CT Barragán.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

El marco regulatorio básico del sector eléctrico argentino está conformado por la Ley N° 15.336 de 1960, modificada por la Ley N° 24.065 de 1991, y reglamentada por los Decretos N° 1.398/1992 y N° 186/1995 (en conjunto, el “Marco Regulatorio”). Dicho Marco Regulatorio se encuentra complementado por las normas que dicta la SE para la generación y comercialización de energía eléctrica, entre las que se incluye la Resolución ex SEE N° 61/1992 “Los procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios”. Asimismo, en materia de generación de energía eléctrica de fuentes renovables, el marco regulatorio se complementa con normas específicas dictadas para fomentar su desarrollo (ver apartado “Energías renovables”).

La Ley N° 24.065 instrumentó las privatizaciones de las empresas estatales del sector eléctrico y separó la industria verticalmente en 4 categorías: generación, transporte, distribución y demanda. Además, dicha Ley dispuso la organización del MEM (ver apartado “MEM”), siendo las empresas de generación eléctrica uno de sus actores.

De conformidad con la Ley N° 24.065, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés público realizada en el marco de un mercado competitivo. Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) o renovable no hidráulica, no necesitan una concesión estatal para funcionar. En cambio, las actividades de transporte y distribución son reguladas como servicios públicos y por tanto objeto de concesiones otorgadas por el Estado Nacional.

Por su parte, las Provincias pueden regular los sistemas eléctricos dentro de sus respectivos territorios siendo éstas la autoridad de aplicación de éstos. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (“SADI”), también debe cumplir con las reglamentaciones federales.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) es el organismo de regulación, fiscalización y control de la industria de energía eléctrica.

CAMMESA

El Despacho Nacional de Cargas del SADI se encuentra a cargo de CAMMESA, cuya función principal es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, definiendo el cronograma de producción de todas las centrales generadoras del sistema para equilibrar la producción con la demanda. CAMMESA actúa, asimismo, como entidad recaudadora de todos los agentes del MEM y adquiere y provee gas natural a empresas generadoras, de conformidad con lo previsto por la Resolución ex SE N° 95/2013, artículo 8, reestablecido por la Resolución Ministerio de Desarrollo Productivo N° 12/2019.

MEM

El MEM se compone de un mercado a término con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores, un mercado spot con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema (nodo mercado), y un sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el mercado spot destinado a la compra de los distribuidores.

Precio del despacho de electricidad y el mercado spot

A fin de abastecer la demanda de energía, CAMMESA prioriza las unidades de energía con menor costo variable de producción seguido progresivamente de las de mayor costo variable de producción, hasta que toda la demanda esté cubierta. Así, CAMMESA debe definir un precio de mercado óptimo considerando las curvas de demanda horaria típicas y las limitaciones existentes del sistema. Este procedimiento se debe utilizar para proyectar las necesidades futuras del SADI y del MEM. Sin embargo, se producen desfases entre las proyecciones y las condiciones imperantes en el mercado, generándose diferencias entre las compras de energía de distribuidores a precios estacionales y los pagos a generadores por ventas de energía a precio spot.

Desde la declaración de la Ley de Emergencia Pública de 2002 y de la emergencia del sector eléctrico a través del Decreto N° 134/2015, una serie de disposiciones transitorias modificaron el mecanismo original de determinación de precios. Entre las principales resoluciones publicadas, se destaca normativa relacionada a la gestión y despacho de combustibles; convocatorias a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada con sistemas remunerativos especiales formalizando los compromisos mediante contratos entre generadores y CAMMESA; convocatorias a incorporar nueva generación de energía eléctrica eficiente mediante el cierre de ciclos abiertos y cogeneración; y resoluciones que implementaron nuevos esquemas transitorios de remuneración para el sector de generación de energía eléctrica.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

En la actualidad rige la Resolución SE N° 31/2020, actualizada por la Resolución SE N° 440/2021, la cual modificó el régimen de remuneración de la generación de energía eléctrica no comprometida en cualquier tipo de contrato. Este nuevo régimen remuneratorio se aplicó partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2020. A través de dicha Resolución se pesificaron todos los precios (fijos en dólares desde la publicación de la Resolución ex SEE N° 19/2017) y se estableció un mecanismo de ajuste mensual en función de la variación del IPC y del IPIM publicados por el INDEC. Dicha actualización fue luego suspendida, a partir del 8 de marzo de 2020 y hasta nueva decisión, en virtud de la coyuntura económica generada por la pandemia de COVID-19.

En cuanto al régimen de remuneración de la generación habilitada térmica, se dispuso que la misma se componga de un pago por potencia disponible mensual, otro por energía generada y energía operada, y otro por energía generada en horas de máximo requerimiento térmico.

El 21 de mayo de 2021 fue publicada en el BO la Resolución SE N° 440/2021 mediante la cual se incrementó un 29% la remuneración establecida en la Resolución SE N° 31/2020 con vigencia a partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2021.

Energías renovables

En los últimos años Argentina ha dictado normativa tendiente a regular e incorporar las energías renovables al MEM y a fomentar su desarrollo otorgando incentivos a través de beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas. Así, en 2006 se sancionó la Ley N° 26.190 que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía, luego modificado en 2015 por la Ley N° 27.191. Estas normas, entre otras cuestiones, fijan metas de consumo de energías renovables para todos los consumidores de electricidad, y en particular para los grandes usuarios, en términos del porcentaje mínimo de electricidad generada a partir de energías renovables que están obligados a consumir, y establecen beneficios fiscales para proyectos elegibles.

Entre otras múltiples normas destinadas a la promoción de la energía renovable, se destacan:

- La Resolución ex MEyM N° 281-E/2017 que aprobó el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable ("MATER"), que permite a los grandes usuarios cumplir con sus cuotas de consumo en energía eléctrica de fuente renovable a través de: (a) el sistema de compra conjunta (a través de CAMMESA); (b) la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía ("CAE") privados; o (c) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración. Como principio general, los CAE suscriptos en el MATER (fuera del sistema de compra conjunta) podrán negociarse libremente entre las partes.
- El Programa RenovAr (Rondas 1, 1.5, 2 y 3) dispuestos por las Resoluciones ex MEyM N° 136/2016, ex MEyM N° 252/2016, N° 275/2017 y ex SGE N° 100/2018, que dispusieron licitaciones para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación en los términos dispuestos en los respectivos pliegos.

35.d) Programas de incentivo a la producción hidrocarburífera

35.d.1) Programas de incentivo a la producción de gas natural

Con el fin de incrementar la producción y la oferta al mercado local de gas natural, en un contexto de déficit en la balanza energética del país, el Estado Nacional impulsó programas de estímulo a la producción de gas natural.

Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales ("Programa Resolución 46")

Por Resolución del MINEM N° 46-E/2017 se crea el Programa Resolución 46, destinado a incentivar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina hasta el 31 de diciembre de 2021.

Dicha Resolución estableció una compensación equivalente al monto que surgiera 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 de 7,50 US\$/MBTU para 2018, 7,00 US\$/MBTU para 2019, 6,50 US\$/MBTU para 2020 y 6,00 US\$/MBTU para 2021, multiplicado por los volúmenes de producción de gas no convencional. Las compensaciones derivadas del Programa Resolución 46 se abonarán 88% a las empresas productoras y 12% a la provincia en la que se encontrara el área de concesión partícipe de dicho Programa.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

La Sociedad obtuvo la adhesión al Programa Resolución 46 por su participación en las concesiones Aguada Pichana Este, Aguada Pichana Oeste - Aguada de Castro, Estación Fernández Oro y La Ribera I y II. No obstante, el 2 de diciembre de 2020, la Sociedad solicitó la baja del Programa Resolución 46 respecto de las concesiones La Ribera I y II y Estación Fernández Oro con efectos a partir del 1 de enero de 2020.

En el marco del Programa Resolución 46 la Sociedad ha impugnado administrativamente distintas Resoluciones de pago (ver Nota 33).

Plan de Promoción de Producción de Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 ("Plan GasAr")

El 16 de noviembre de 2020 se publicó el Decreto N° 892/2020 que aprueba el Plan GasAr, entre cuyos objetivos se destacan: promover las inversiones en la producción de gas natural con el objetivo de satisfacer la demanda con producción local; generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución; otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación termoeléctrica; y establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural.

El Plan GasAr, que tiene un plazo de vigencia inicial de 4 años, será implementado a través de la ejecución de contratos particulares entre los productores de gas, las distribuidoras y subdistribuidoras (para satisfacer la demanda prioritaria) y CAMMESA (para satisfacer la demanda de generación termoeléctrica). El Plan GasAr prevé que los contratos particulares sean negociados mediante un sistema de subasta o licitación por un volumen base total de 70.000.000 m³/d para los 365 días de cada año calendario de duración, garantizando un mecanismo que permita agregar las necesidades de gas natural de la demanda prioritaria y de usinas eléctricas, más las exportaciones en período no invernal. A su vez, establece que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios. De esta forma, el Estado Nacional abonará a cada productor, en concepto de compensación, el diferencial entre el precio facturado a las distribuidoras y/o subdistribuidoras y el precio ofertado por el factor del período estacional, según corresponda.

Por su parte, los productores participantes deberán comprometerse a lograr una curva de producción por cuenca que garantice el sostenimiento y/o aumento de los niveles actuales, según las ofertas que presenten, frente a cuyo incumplimiento se prevé la posibilidad de aplicar reducciones proporcionales del precio ofertado y hasta la pérdida eventual en la participación del Plan GasAr. A su vez, frente al incumplimiento del compromiso de inversión presentado y/o el compromiso con el incremento del valor agregado nacional (obligación impuesta por el Plan GasAr a los productores), se prevé la aplicación de penalidades.

El 24 de noviembre de 2020 se publicó la Resolución SE N° 317/2020 que convocó a un Concurso Público Nacional para la efectiva adjudicación del volumen base total previsto en el Plan GasAr y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive.

El 16 de diciembre de 2020 se publicó la Resolución SE N° 391/2020 (complementada por la Resolución SE N° 447/2020) que adjudica los volúmenes de gas natural base y aprueba los precios del gas natural en el PIST correspondientes a los volúmenes adjudicados. Por la mencionada Resolución se adjudicó a la Sociedad un volumen de abastecimiento anual de gas de hasta 7.628,5 Mm³ (20,9 Mm³/d, el total de lo ofertado en la subasta, todos correspondientes a la Cuenca Neuquina, que se corresponde con una curva de producción comprometida de 30 Mm³/d). Del volumen total comprometido el 56% será destinado a cubrir la demanda de usinas a través de CAMMESA y el 44% restante será destinado a abastecer la demanda prioritaria de las distribuidoras.

El 4 de marzo de 2021 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 4.939/2021 que establece el procedimiento para la registración, aplicación y cesión de los certificados de crédito fiscal, en el marco del sistema de garantías establecido en el Anexo del Decreto N° 892/2020 a los efectos de respaldar el pago de la compensación a cargo del Estado Nacional definida en dicho Anexo.

Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad ha percibido del Estado Nacional compensaciones provisorias por un total de 9.889.

35.d.2) Programas de incentivos al abastecimiento interno de GLP

Con el fin de asegurar el abastecimiento de GLP en el mercado interno a precios accesibles, resguardando el acceso a dicho producto por parte de los usuarios de menores recursos que no cuentan con provisión de gas natural por redes de distribución, el Estado Nacional impulsó los siguientes programas de relevancia para la Sociedad:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

Programa Hogares con Garrafa

Con relación al segmento de GLP envasado, la Ley de GLP (ver Nota 35.c.4)) establece la creación de un fondo fiduciario para financiar los consumos de GLP envasado en garrafas de 10, 12, y 15 kg de capacidad para aquellos consumidores de bajos ingresos que no tienen acceso a las redes de distribución de gas natural, para lo cual le otorga a la SE la función de establecer precios de referencia.

En 2015, en el marco de lo indicado precedentemente, se creó el Programa Hogares con Garrafa por medio del Decreto N° 470/2015 luego reglamentado por la SE mediante Resolución N° 49/2015, con el fin de mantener la estabilidad de los precios en la cadena de comercialización del gas butano y del gas propano destinado a garrafas de 10, 12 y 15 kg de capacidad, y a ciertas zonas de abastecimiento. En forma anual, conforme lo dispuesto en la reglamentación del Programa Hogares con Garrafa, la SE establece los cupos de gas butano a abastecer al mercado interno por los productores, y los precios de referencia aplicables en cada momento, para el GLP envasado en garrafas para uso residencial. El Programa Hogares con Garrafa preveía el pago de una compensación a productores que finalmente fue fijada en 0 a partir del 1 de febrero de 2019 por la Resolución SGE N° 15/2019.

Acuerdo Propano Redes

Con el fin de asegurar la estabilidad en las condiciones de abastecimiento de gas propano indiluido por redes, el 27 de diciembre de 2002 el MINEM suscribió con las empresas productoras de GLP un acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido con vigencia hasta el 30 de abril de 2003 y prorrogable por un período no mayor a 1 año. Posteriormente, por medio de las Leyes N° 26.019 del 2 de marzo de 2005 y N° 26.546 del 12 de noviembre de 2009 se autorizó a extender el programa hasta el 30 de abril de 2023. Dicho acuerdo asegura el abastecimiento de las distribuidoras y subdistribuidoras de gas propano por redes de un determinado volumen de gas a un precio determinado, contra el pago de una compensación económica a los productores de GLP por los menores ingresos percibidos. Actualmente se encuentra vigente el 18° acuerdo de prórroga del Acuerdo Propano Redes.

35.d.3) Programas de incentivos a la producción de hidrocarburos convencionales

Programa de estímulo provincial - Provincia de Mendoza

El 4 de diciembre de 2020, mediante la Ley N° 9.279, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos ("Programa I") que tiene por objeto promover el desarrollo, la reactivación y el incremento de la producción de la actividad hidrocarburífera. El Programa I reintegrará mediante certificados de crédito fiscal, a quienes adquieran la calidad de beneficiarios, aquellas erogaciones que, hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa, sean realizadas en proyectos de puesta en producción de nuevos pozos y/o en la reactivación de pozos existentes, que a la fecha de publicación de la Ley se encontraban sin producción. Dichos certificados de crédito fiscal podrán ser aplicados al pago de impuesto a los ingresos brutos y regalías.

El 7 de julio de 2021, mediante la Ley N° 9.330, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos II ("Programa II") con el mismo objetivo y modalidad que el Programa I, ampliando el crédito fiscal aplicable hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa y el plazo para su utilización hasta el 31 de diciembre de 2025, pudiendo ser prorrogado por un lapso de hasta 3 años.

El 31 de diciembre 2021, mediante la Ley N° 9.364, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos III ("Programa III") con el mismo objetivo y modalidad que los Programas I y II, ampliando el crédito fiscal aplicable hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa y el plazo para su utilización hasta el 31 de diciembre de 2026, pudiendo ser prorrogado por un lapso de hasta 3 años.

Programa de estímulo provincial - Provincia de Neuquén

Mediante el Decreto N° 913/2021 la Provincia de Neuquén dispuso la creación del "Programa de Reactivación Hidrocarburífera provincial", que tiene por objeto promover la inversión y el incremento de la producción hidrocarburífera convencional. El Programa contempla un estímulo financiero para la inversión a través del otorgamiento de beneficios fiscales, mediante la obtención de un certificado de crédito fiscal intransferible por hasta el 50% del monto de la inversión aprobada, que podrá utilizarse hasta el 31 de diciembre de 2026 para el pago de impuesto a los ingresos brutos, una vez certificadas las inversiones realizadas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

Programa de estímulo provincial - Provincia de Río Negro

Mediante el Decreto N° 513/2021 la Provincia de Río Negro reglamentó parcialmente la Ley N° 5.490 que estableció el marco regulatorio para el estímulo a la producción de hidrocarburos a través de la recuperación de pozos de baja productividad y de pozos inactivos. Dicho marco regulatorio tiene por objeto: (a) incrementar las reservas hidrocarburíferas; (b) optimizar los niveles de producción de hidrocarburos; (c) aumentar el empleo; (d) incrementar los ingresos públicos; (e) impulsar la inversión; y (f) priorizar la contratación de mano de obra, proveedores y servicios provinciales. Los beneficiarios alcanzados podrán gozar de los siguientes beneficios, conforme lo determine la autoridad de aplicación en función del plan de recuperación propuesto y aprobado: (a) reducción de la alícuota de regalías aplicable a la producción incremental; (b) exención o reducción del canon de explotación; y (c) beneficios fiscales relativos al impuesto a los ingresos brutos relacionados a la producción incremental.

Programa de estímulo provincial - Provincia de Chubut

Mediante el Decreto N° 278/2021 la Provincia de Chubut creó el "Programa de Promoción para la Industria Hidrocarburífera" que tiene por objeto incentivar el aumento de la producción de hidrocarburos, el sostenimiento de las reservas y la preservación del empleo. El Programa contempla una reducción de la alícuota de regalías aplicable a la producción incremental.

35.d.4) Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos - Decreto N° 929/2013

Mediante el Decreto N° 929/2013 se dispuso la creación de un Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos (el "Régimen"), para proyectos de explotación de hidrocarburos tanto convencionales como no convencionales. Podrán solicitar su inclusión en dicho Régimen los titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares conjuntamente con éstos, que presenten 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 y a ser invertidos durante los primeros 5 años del proyecto (este monto fue modificado por la Ley N° 27.007 y reducido a US\$ 250 millones).

Dentro de los beneficios establecidos para los sujetos alcanzados por este Régimen, se destacan los siguientes: i) los sujetos alcanzados 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, 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 0% 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; y 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 gozarán, a partir del quinto año contado desde la aprobación y puesta en ejecución de sus respectivos proyectos, 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.

35.e) Regulaciones fiscales

35.e.1) Impuesto a las ganancias

La Ley N° 27.430 de Reforma Tributaria publicada en el BO el 29 de diciembre de 2017 introdujo modificaciones a la Ley de Impuesto a las Ganancias:

- 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.
- Establece que, a opción de las entidades, 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 del 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 artículo 291 de la dicha Ley, y el impuesto adicional generado por el revalúo no es deducible.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

El 28 de marzo de 2019 la Sociedad adhirió al revalúo impositivo establecido en la Ley N° 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 17.

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 respecto del primer, segundo y tercer ejercicio a partir del 1 de enero de 2018, dicho 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 un 15%, para el primer, segundo y tercer año respectivamente. A partir del cuarto año, ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2021, el procedimiento será aplicable en la medida que la variación del IPC acumulada en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida sea superior al 100%. Considerando que el IPC al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 superó los parámetros mencionados, el Grupo ha aplicado el procedimiento de ajuste por inflación impositivo en su estimación del impuesto a las ganancias.

El 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 introdujeron las siguientes modificaciones en la Ley del Impuesto a las Ganancias:

- Se suspendió 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. 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 los activos y pasivos por impuesto diferido. Ver Nota 17.
- Se modificó la tasa de retención a los dividendos del 13% al 7% hasta los ejercicios fiscales iniciados el 1 de enero de 2021 inclusive.
- 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, debió imputarse un sexto en ese período fiscal y los cinco sextos restantes en partes iguales, en los 5 períodos inmediatos siguientes.

El 16 de junio de 2021 se publicó en el BO la Ley N° 27.630 que introdujo las siguientes modificaciones en la Ley del Impuesto a las Ganancias:

- Se modificó la tasa de impuesto a las ganancias para las sociedades y establecimientos permanentes, aplicable para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021, inclusive. A tal efecto, introduce una escala de alícuotas que oscila entre el 25% y el 35% aplicables según el rango de monto de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente y dichos montos se ajustarán anualmente por IPC.
- La distribución de dividendos y utilidades a personas humanas, sucesiones indivisas y beneficiarios del exterior tributa una alícuota del 7%.

35.e.2) Impuesto a los bienes personales - Responsable sustituto

Las personas y entidades extranjeras y 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 ADS emitidos por entidades de Argentina. El impuesto se aplica a los emisores argentinos de dichas acciones o ADS, 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 resultase aplicable, mediante el mecanismo de reembolso que el Grupo estime conveniente.

35.e.3) Impuesto a los combustibles

Tras la introducción de precios de mercado para los productos derivados del petróleo vinculada con la desregulación del sector hidrocarburos, la Ley N° 23.966 estableció un impuesto a las transferencias de combustibles líquidos, el cual grava ciertos tipos de combustibles en sustitución del régimen anterior basado en precios regulados. A partir de agosto 2003 el mecanismo de cálculo del impuesto que originalmente consistía en un valor fijo por litro según el tipo de combustible fue reemplazado por la aplicación de un porcentaje sobre el precio promedio de venta.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

Posteriormente, la Ley 27.430 publicada en el BO en diciembre de 2017 modificó nuevamente dicho mecanismo reestableciendo los montos fijos por litro, los cuales son actualizados trimestralmente sobre la base de las variaciones del IPC publicado por el INDEC.

35.e.4) Régimen de regularización de obligaciones tributarias

El 26 de agosto de 2020 se publicó en el BO la Ley N° 27.562 denominada “Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública” a través de la cual se declaró la ampliación del régimen de regularización de obligaciones tributarias, de la seguridad social y aduaneras establecido originariamente para micro, pequeñas y medianas empresas (MiPyMES) por la Ley N° 27.541. Para el caso de las personas jurídicas que poseían activos financieros en el exterior que optasen por adherirse al régimen, debían cumplir con el requisito de repatriar al menos el 30% de los mismos dentro de los 60 días desde la adhesión al régimen (incluyendo a los accionistas que posean por lo menos el 30% del capital social).

Dicho régimen permitió incluir obligaciones vencidas al 31 de julio de 2020 y preveía un descuento al contado o planes de entre 48 y 120 cuotas, dependiendo del tipo de deuda y sujeto que regularice siendo aplicable una tasa de interés fija del 2% mensual durante las 6 primeras cuotas y tasa BADLAR en pesos en bancos privados a partir de la séptima cuota.

La adhesión originalmente prevista hasta el 31 de octubre de 2020 fue prorrogada sucesivamente hasta el 15 de diciembre de 2020 a través del Decreto N° 966/2020.

El 11 de noviembre de 2021 se publicó en el BO la Ley 27.653 denominada “Ley de Alivio Fiscal para Fortalecer la Salida Económica y Social a la Pandemia Generada por el COVID-19”, la cual (i) amplía la moratoria establecida por la Ley N° 27.541 prorrogándose la vigencia de las mismas y ampliándose a las obligaciones vencidas al 31 de agosto de 2021 inclusive, (ii) con efecto exclusivo para la regularización de sumas adeudadas resultantes de la actividad fiscalizadora de la AFIP, prevé una condonación de aquellos intereses que superen el 40% del capital adeudado y la posibilidad de cancelación a través de planes de pago de hasta 72 cuotas, y (iii) deja sin efecto la restricción a la distribución de dividendos con anterioridad al 26 de agosto de 2022, excepto que la Sociedad hubiese pre-cancelado la deuda fiscal establecida por la Ley N° 27.541.

Adicionalmente, la Resolución General N° 5.157/2022 publicada en el BO el 25 de febrero de 2022 prorrogó que el acogimiento al régimen de regularización antes descripto podrá realizarse hasta el 31 de marzo de 2022, inclusive.

35.f) Regulaciones aduaneras

35.f.1) Derechos de exportación

Hidrocarburos

Desde septiembre de 2018 se reestablecieron los aranceles sobre la exportación de hidrocarburos, que habían estado previamente vigentes desde la Ley de Emergencia de 2002 y fueron suspendidos en enero 2017. Los mecanismos fueron variando entre el establecimiento de importes fijos y alícuotas sobre el valor imponible o el valor FOB.

El 19 de mayo de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 488/2020, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021, que estableció una escala móvil para los aranceles de exportación que van desde el 0% (cuando el precio del Brent es igual o menor a 45 US\$/bbl) hasta el 8% (cuando el precio del Brent alcanza o supera los 60 US\$/bbl).

El 31 de diciembre de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 1.060/2020, con vigencia hasta el 31 de diciembre 2022, que estableció una alícuota del 4,5% de derechos de exportación para las mercaderías comprendidas en el Capítulo 29 de la Nomenclatura Común del Mercosur (“NCM”) que incluye etanol y metanol, entre otros.

Productos agrícolas

El 4 de marzo de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 230/2020 que aumentó el impuesto a la exportación de soja y productos de soja al 33% (el máximo permitido por la Ley N° 27.541), entre otras modificaciones. Los impuestos a la exportación de trigo, maíz y sorgo se mantuvieron en el 12%.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

Si bien hubo algunas reducciones en las alícuotas durante el ejercicio 2020, los derechos de exportación para la soja y los subproductos como el aceite y la harina de soja, se fijaron en el 33% y 31%, respectivamente, a partir de enero de 2021.

Licencias de importación

El 5 de julio de 2017 el Ministerio de Desarrollo Productivo publicó la Resolución N° E 523/2017 en la que estableció un régimen de tramitación de licencias automáticas y no Automáticas de importación para las mercaderías comprendidas en todas las posiciones arancelarias de la NCM con destino de importación definitiva para consumo. Asimismo, se determinó que las posiciones arancelarias de la NCM individualizadas en los Anexos II a XIV de dicha Resolución, están sujetas a la tramitación de licencias de importación de tipo no automáticas.

El 10 de Marzo de 2021 a través de la Disposición N° 5/2021 de la Subsecretaría de Política y Gestión Comercial se modificó el Anexo XII por lo que varios productos, incluido el gasoil, están sujetos a la tramitación de licencias de importación de tipo automáticas.

35.g) Regulaciones del BCRA

A continuación se describen las normativas emitidas por el BCRA de mayor relevancia para el Grupo:

Comunicación "A" 7.030

El 28 de mayo de 2020 el BCRA estableció que para que una entidad financiera otorgue acceso a un cliente al Mercado Único Libre de Cambios ("MULC") para pagos de importaciones de bienes o servicios, pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior, y pago de utilidades y dividendos, entre otros conceptos, se debe contar con la conformidad previa del BCRA, o bien recibir una declaración jurada del cliente, que las entidades financieras deberán constatar que resulta compatible con los datos existentes en el sistema online establecido por el BCRA, respecto del cumplimiento de los siguientes requerimientos:

- La totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en una cuenta bancaria local, y no posee activos externos líquidos disponibles.
- Se compromete a liquidar a través del mercado oficial, dentro de los 5 días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que se reciban del exterior originados en el cobro de préstamos otorgados a terceros, cobro de un depósito a plazo, y cobro de venta de cualquier otro activo, siempre que el activo hubiera sido adquirido, el depósito constituido, o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

Adicionalmente, establece que se debe contar con la conformidad previa del BCRA para el acceso al MULC a efectos de (a) la realización de pagos anticipados de importaciones de bienes o la cancelación de principal de deudas originadas en importaciones de bienes, y (b) la cancelación de servicios de capital de endeudamientos con el exterior cuando el acreedor sea una parte vinculada al deudor. Originalmente este requisito vencía el 30 de junio de 2020, pero tuvo repetidos diferimientos y la Comunicación "A" 7.151 del 29 de mayo de 2020, lo extendió hasta el 31 de diciembre de 2020 inclusive.

Comunicación "A" 7.106

El 15 de septiembre de 2020 el BCRA estableció que las empresas del sector privado que registren vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 por endeudamientos financieros con un acreedor del exterior que no sea una parte vinculada, podrán acceder al MULC si presentan ante el BCRA un plan de refinanciación en base a los siguientes criterios: (i) el monto neto por el cual se accederá al mercado de cambios en los plazos originales no debe superar el 40% del monto de capital que vencía, y (ii) el resto del capital debe refinanciarse con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de como mínimo 2 años. Lo indicado precedentemente no será de aplicación cuando se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos, o de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de crédito o garantizados por los mismos, o bien el monto por el cual se accedería al mercado de cambios para la cancelación del capital de estos tipos de endeudamiento no supere el equivalente a US\$ 1 millón por mes calendario. Ver Nota 4.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNTSLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

Comunicación "A" 7.133

El 9 de octubre de 2020 el BCRA estableció que un deudor podrá acceder al MULC para cancelar capital por sobre el límite del 40% establecido por la Comunicación "A" 7.106, en la medida que el deudor registre liquidaciones en el MULC a partir del 9 de octubre de 2020 por un monto igual o superior al excedente sobre el 40% en concepto de (a) endeudamientos con el exterior, (b) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior, o (c) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera, que cumplan con las condiciones previstas en la normativa cambiaria para estas emisiones.

En el caso de títulos de deuda con registro público en el país o en el exterior, emitidos a partir del 9 de octubre de 2020 con una vida promedio no inferior a 2 años, y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el plan de refinanciación requerido por la norma, se considerará cumplido el requisito de liquidación de moneda extranjera a los efectos del acceso al mercado de cambios para la cancelación de sus servicios de capital e intereses.

Comunicación "A" 7.196

El 6 de enero de 2021 el BCRA autorizó la aplicación de los cobros de divisas por exportaciones de bienes y servicios a la cancelación de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público concertadas a partir del 7 de enero de 2021, en la medida que:

- La emisión se realice en el marco de una operación de (a) canje de títulos de deuda, o (b) refinanciación de endeudamientos financieros en el exterior, cuyo vencimiento final se encuentre programado entre 31 de marzo de 2021 y el 31 de diciembre de 2022.
- Considerando el conjunto de la operación, la vida promedio de la nueva deuda implique un incremento no inferior a 18 meses respecto a los vencimientos refinanciados.

Se dispone que los fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes y servicios del deudor podrán ser acumulados en cuentas del exterior y/o el país destinadas a garantizar la cancelación de los vencimientos de los nuevos endeudamientos externos previstos en el punto 1 de la Comunicación "A" 7.123 y que hayan sido ingresadas y liquidadas por el mercado de cambios a partir del 7 de enero de 2021. Esta opción estará disponible hasta alcanzar el 125% de los servicios por capital e intereses a abonar en el mes corriente y los siguientes 6 meses calendario, de acuerdo con el cronograma de vencimientos de los servicios acordados con los acreedores, debiendo los fondos excedentes ser ingresados y liquidados en el mercado de cambios dentro de los plazos en las normas generales en la materia.

Adicionalmente, se establece que los residentes tendrán acceso al mercado local de cambios -bajo ciertas condiciones- para la constitución de garantías vinculadas con endeudamientos originados a partir del 7 de enero de 2021 que se encuentren comprendidos bajo el punto 1 de la Comunicación "A" 7.123, o a los fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos, para la compra de moneda extranjera para la constitución de las garantías en cuentas en moneda extranjera por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento.

Asimismo, las emisiones de títulos de deuda en moneda extranjera concertadas a partir del 7 de enero 2021 para refinanciar deudas preexistentes se considerará, a los efectos del acceso al mercado de cambios para la cancelación de sus servicios de capital e intereses, cumplimentado el requisito de liquidación de moneda extranjera por el equivalente a a) el monto de capital refinanciado, b) los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación, y c) en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital antes del 2023, un monto equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)

Comunicación "A" 7.230

El 25 de febrero de 2021 el BCRA extendió el plazo de aplicación de las disposiciones previstas por la Comunicación "A" 7.106 a un nuevo período comprendido entre el 1 de abril de 2021 y el 31 de diciembre de 2021, y estableció nuevas fechas límites para presentar los planes de refinanciación. Se adicionaron algunas excepciones a los endeudamientos alcanzados por esta exigencia cuando se traten de vencimientos de capital menores a US\$ 2 millones mensuales, o endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 (a) cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados; o (b) que constituyan refinanciaciones posteriores a dicha fecha en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros exigidos bajo el régimen de refinanciación, y (c) la porción remanente de vencimientos de operaciones que se concretaron para cumplir con el régimen de refinanciación, cumpliendo con sus condiciones.

Comunicación "A" 7.416

El 9 de diciembre de 2021 el BCRA, entre otros puntos, extendió la vigencia de la Comunicación "A" 7.106. De este modo, las empresas del sector privado que registren vencimientos de capital programados entre el 1 de enero de 2022 y el 30 de junio de 2022 por endeudamientos financieros con un acreedor del exterior que no sea una parte vinculada, podrán acceder al MULC sólo si presentan ante el BCRA un plan de refinanciación en base a los siguientes criterios: (a) el monto neto por el cual se accederá al mercado de cambios en los plazos originales no debe superar el 40% del monto de capital que vencía, y (b) el resto del capital debe refinanciarse con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de como mínimo 2 años. Lo indicado precedentemente no será de aplicación cuando se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos, o de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de crédito o garantizados por los mismos, endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios; endeudamientos que constituyen refinanciaciones de vencimientos de capital posteriores al 1 de enero de 2020 o la porción remanente de vencimientos ya refinanciados (en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros correspondientes al punto 3.17.3), o bien el monto por el cual se accedería al mercado de cambios para la cancelación del capital de estos tipos de endeudamiento no supere el equivalente a US\$ 2 millones por mes calendario. Ver Nota 4.

35.h) Marco normativo CNV

Resolución General N° 873

El 27 de noviembre de 2020 se publicó en el BO la Resolución General N° 873/2020, por la cual se introducen simplificaciones en la presentación de información financiera. Las principales simplificaciones para las entidades que presenten información financiera preparada sobre la base de NIIF, se mencionan a continuación:

- Para la información a presentar con periodicidad trimestral:
 - (i) Optar por reemplazar la presentación de los estados financieros de sociedades sobre las cuales la emisora ejerce control, control conjunto o influencia significativa, por la revelación en Notas a los estados financieros de la emisora de la información de dichas entidades conforme a la normativa aplicable vigente para cada caso. En caso de ejercer la opción referida, la emisora deberá poner a disposición dichos estados financieros, si fueran requeridos por el público.
 - (ii) Podrá presentar sus estados financieros consolidados y separados (individuales) por periodos intermedios en la forma condensada prevista en la NIC 34.
- Derogar el artículo 12 del Capítulo III del Título IV de las normas CNV (N.T. 2013 y modificaciones).
- Permitir que la información solicitada en Anexos sea presentada en Notas.

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 1, Capítulo III, Título IV de la Resolución mencionada, se detallan las Notas a los estados financieros consolidados que exponen la información solicitada

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019****35. PRINCIPALES REGULACIONES Y OTROS (cont.)**

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
	Nota 14 Inversiones en activos financieros
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 16 Provisiones
Anexo F - Costo de los bienes vendidos y servicios prestados	Nota 25 Costos
Anexo G - Activos y pasivos en moneda extranjera	Nota 38 Activos y pasivos en monedas distintas del peso

Resolución General N° 622

El 18 de marzo de 2015 la Sociedad fue inscripta por la CNV en la categoría "Agente de liquidación y compensación y Agente de negociación - Propio" matrícula N° 549. Considerando la operatoria que realiza la Sociedad, conforme a las normas de la CNV y su Criterio interpretativo N° 55, en 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 de las normas de la CNV prevista por la Resolución General N° 731/2018, la Sociedad queda incluida en lo establecido por el artículo 5 c. del Título VII, del Capítulo II de las normas de la CNV, "Agente de Liquidación y Compensación - Participante Directo". En este sentido, según lo previsto en el artículo 13, Título VII, del Capítulo II de las normas de la CNV, al 31 de diciembre de 2021 el patrimonio de la Sociedad supera el patrimonio mínimo requerido por dichas normas que es de 46. Adicionalmente, no resulta de aplicación a la Sociedad el requisito de contrapartida líquida dispuesto en el artículo 15, según lo establece el artículo 5 c. de la mencionada normativa.

Resolución General N° 629

Con motivo de la Resolución General N° 629 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
- Custodia Archivos del Comahue S.A. - Parque Industrial Este, Manzana N Lote 2 - Neuquén Capital - Provincia de Neuquén

Asimismo, se deja constancia que se encuentra a disposición en la sede inscripta, el detalle de la documentación dada en guarda, como así también la documentación referida en el artículo 5 inciso a.3, Sección I del Capítulo V del Título II de la norma de la CNV.

36. 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 2021, 2020 y 2019, 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 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019

36. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)

2021					
	Otros créditos	Créditos por	Inversiones en	Cuentas por	Pasivos de
	Corriente	ventas	activos financieros	pagar	contratos
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:					
Profertil	19	1.146	-	884	-
MEGA	-	4.397	-	572	-
Refinor	-	1.949	-	64	-
Bizoy S.A.	-	-	-	-	-
YPF EE	385	1.277	803	3.375	74
Petrofaro S.A.	-	-	-	-	-
OLCLP	31	-	-	164	-
Sustentator S.A.	-	-	-	5	-
	<u>435</u>	<u>8.769</u>	<u>803</u>	<u>5.064</u>	<u>74</u>
Asociadas:					
CDS	-	1	-	-	-
YPF Gas	114	749	-	220	-
Oldelval	-	2	-	366	-
Termap	-	-	-	139	-
OTA	14	-	-	11	-
OTC	-	-	-	-	-
GPA	-	-	-	310	-
Oiltanking	-	1	-	209	-
Gas Austral S.A.	-	42	-	-	-
	<u>128</u>	<u>795</u>	<u>-</u>	<u>1.255</u>	<u>-</u>
	<u>563</u>	<u>9.564</u>	<u>803</u>	<u>6.319</u>	<u>74</u>

2020					
	Otros créditos	Créditos por	Inversiones en	Cuentas por	Pasivos de
	Corriente	ventas	activos financieros	pagar	contratos
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:					
Profertil	12	641	-	484	-
MEGA	-	2.650	-	261	-
Refinor	-	577	-	75	-
Bizoy S.A.	-	-	-	-	-
YPF EE	389	794	-	2.504	56
Petrofaro S.A.	-	-	-	-	-
OLCLP	79	7	-	168	-
Sustentator S.A.	-	-	-	2	-
	<u>480</u>	<u>4.669</u>	<u>-</u>	<u>3.494</u>	<u>56</u>
Asociadas:					
CDS	-	144	-	10	-
YPF Gas	51	322	-	180	-
Oldelval	-	1	-	450	-
Termap	-	-	-	182	-
OTA	12	-	-	9	-
OTC	8	-	-	-	-
GPA	-	-	-	25	-
Oiltanking	-	1	-	304	-
Gas Austral S.A.	-	23	-	1	-
	<u>71</u>	<u>491</u>	<u>-</u>	<u>1.161</u>	<u>-</u>
	<u>551</u>	<u>5.160</u>	<u>-</u>	<u>4.655</u>	<u>56</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202RICARDO 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 2021, 2020 Y 2019



36. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)

	2019				
	Otros créditos	Créditos por	Inversiones en	Cuentas por	Pasivos de
	Corriente	ventas	activos financieros	pagar	contratos
		Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:					
Profertil	12	587	-	114	-
MEGA	-	2.995	-	350	-
Refinor	-	956	-	123	-
Bizoy S.A.	-	17	-	-	-
YPF EE	296	2.278	-	2.183	679
Petrofaro S.A.	-	6	-	-	-
OLCLP	56	59	-	70	-
Sustentator S.A.	-	-	-	-	-
	<u>364</u>	<u>6.898</u>	<u>-</u>	<u>2.840</u>	<u>679</u>
Asociadas:					
CDS	-	1.063	-	-	-
YPF Gas	90	317	-	73	-
Oldelval	-	77	-	401	-
Termap	-	-	-	182	-
OTA	9	-	-	14	-
OTC	4	-	-	-	-
GPA	-	-	-	99	-
Oiltanking	-	-	-	198	-
Gas Austral S.A.	-	12	-	1	-
	<u>103</u>	<u>1.469</u>	<u>-</u>	<u>968</u>	<u>-</u>
	<u>467</u>	<u>8.367</u>	<u>-</u>	<u>3.808</u>	<u>679</u>

	2021			2020			2019		
	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos	Ingresos	Compras y servicios	Intereses ganados (perdidos), netos
Negocios conjuntos:									
Profertil	5.454	11.019	-	5.111	4.883	-	4.418	3.044	-
MEGA	18.974	1.298	-	12.408	2.281	-	10.672	1.854	-
Refinor	12.580	1.407	-	2.750	706	-	3.310	481	(16)
Y-GEN I	-	-	-	-	-	-	5	-	-
YPF EE	6.145	9.734	-	3.647	5.184	-	5.016	3.862	-
Petrofaro S.A.	-	-	-	-	-	-	9	23	-
OLCLP	95	774	-	115	571	-	66	316	-
Sustentator S.A.	-	18	-	-	4	-	-	-	-
	<u>43.248</u>	<u>24.250</u>	<u>-</u>	<u>24.031</u>	<u>13.629</u>	<u>-</u>	<u>23.496</u>	<u>9.580</u>	<u>(16)</u>
Asociadas:									
CDS	390	-	(72)	838	8	8	1.955	1	-
YPF Gas	5.597	775	-	2.401	345	3	2.217	252	162
Oldelval	16	3.521	-	57	2.893	2	238	2.192	-
Termap	-	1.791	-	-	1.309	-	-	1.302	-
OTA	2	167	-	2	76	-	1	80	-
GPA	-	1.757	-	-	1.176	-	-	845	-
Oiltanking	7	2.368	-	5	1.542	-	3	1.350	-
Gas Austral S.A.	496	3	-	223	-	-	206	1	-
	<u>6.508</u>	<u>10.382</u>	<u>(72)</u>	<u>3.526</u>	<u>7.349</u>	<u>13</u>	<u>4.620</u>	<u>6.023</u>	<u>162</u>
	<u>49.756</u>	<u>34.632</u>	<u>(72)</u>	<u>27.557</u>	<u>20.978</u>	<u>13</u>	<u>28.116</u>	<u>15.603</u>	<u>146</u>

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



36. 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)		
		2021	2020	2019	2021	2020	2019
SGE	(1) (20)	-	12.607	26.223	-	-	-
SGE	(2) (20)	1.610	3.330	3.416	3.696	3.992	5.684
SGE	(3) (20)	4.397	-	-	16.473	-	-
SGE	(4) (20)	472	228	155	837	234	657
SGE	(5) (20)	-	240	166	-	-	7
SGE	(6) (20)	188	625	475	-	150	475
SGE	(7) (20)	131	440	172	880	845	995
SGE	(8) (20)	6.775	6.126	4.417	-	-	361
Ministerio de Transporte	(9) (20)	918	2.802	2.056	6.373	4.515	5.923
Secretaría de Industria	(10) (20)	-	-	-	686	-	688
CAMMESA	(11)	12.779	7.098	627	56.633	26.054	6.650
CAMMESA	(12)	(1.173)	(983)	386	(8.063)	(5.678)	(3.778)
IEASA	(13)	8.970	5.998	5.041	11.924	10.992	11.994
IEASA	(14)	(7.866)	(2.640)	(505)	(3.429)	(1.650)	(462)
Aerolíneas Argentinas S.A.	(15)	2.618	6.009	5.033	12.340	4.641	16.036
Aerolíneas Argentinas S.A.	(16)	-	-	-	(133)	-	-
ANSES	(17)	-	-	-	-	1.539	-
Agua y Saneamientos Argentinos S.A.	(18)	1.754	-	-	3.121	-	-
Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y AFIP	(19)	-	-	-	230	-	-

- (1) Beneficios por el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural correspondiente a la Resolución N° 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones de Hidrocarburos.
- (2) Beneficios por el Programa Resolución 46. Ver Nota 35.d.1).
- (3) Beneficios por el Plan GasAr. Ver Nota 35.d.1).
- (4) Beneficios por el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido. Ver Nota 35.d.2).
- (5) Beneficios por el Programa Hogares con Garrafa. Ver Nota 35.d.2).
- (6) 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.
- (7) 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.
- (8) 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. Ver Nota 35.c.1).
- (9) Compensación por suministro de gasoil al transporte público de pasajeros a un precio diferencial.
- (10) Incentivo por la fabricación nacional de bienes de capital en beneficio de AESA.
- (11) Provisión de fuel oil, gasoil y gas natural.
- (12) Compras de energía. Al 31 de diciembre de 2019 el Grupo contaba con un saldo a favor por dicho concepto.
- (13) Ventas de gas natural, GNL y prestación de servicios de regasificación de GNL en Escobar.
- (14) Compras de gas natural y de petróleo crudo.
- (15) Provisión de combustible aeronáutico.
- (16) Compras de millas para el Programa YPF Serviclub.
- (17) Ingresos reconocidos por el Programa de Asistencia al Trabajo y la Producción en beneficio de AESA y OPESSA.
- (18) Venta de activos mantenidos para su disposición.
- (19) Ingresos reconocidos por el Programa de Recuperación Productiva II ("REPRO II") en beneficio de OPESSA.
- (20) 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, 15 y 21 y operaciones con Nación Seguros S.A. relacionadas con la contratación de ciertas pólizas de seguros.

Por otro lado, el Grupo posee Bonos de la República Argentina 2029 y 2030 identificados como inversiones en activos financieros a valor razonable con cambio en resultados, y Letras y Bonos del Tesoro identificados como inversiones en activos financieros a costo amortizado. Ver Nota 14.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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 2021, 2020 Y 2019****36. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)**

Asimismo, la Sociedad mantiene indirectamente el 100% del capital social de CDNC y de Compañía de Hidrocarburo No Convencional S.R.L. ("CHNC"), pero dado que, en virtud de los acuerdos contractuales existentes, no ejerce las decisiones financieras y operativas relevantes ni financia sus actividades, no se encuentra expuesta a riesgos ni beneficios por su participación en dichas sociedades. Consecuentemente, la mencionada participación no ha generado saldos ni resultado alguno para la Sociedad.

En atención a los derechos que en el futuro podría ejercer Chevron sobre CHNC para acceder al 50% de la concesión de explotación Loma Campana y derechos complementarios, y en garantía de tales derechos y demás obligaciones bajo el Acuerdo de Proyecto de Inversión ("Acuerdo LC") que la Sociedad y Chevron firmaron el 16 de julio de 2013, 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.

Durante los ejercicios 2021, 2020 y 2019 YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de crudo por parte de YPF, por 40.941, 14.962 y 21.595, respectivamente. Dichas transacciones se perfeccionaron en función de las condiciones generales y regulatorias del mercado. El saldo neto a pagar a CHNC al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 asciende a 3.004, 6.462 y 2.066, respectivamente.

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 2021, 2020 y 2019:

	2021	2020	2019
Beneficios de corto plazo para empleados ⁽¹⁾	1.209	719	515
Beneficios basados en acciones	135	161	123
Beneficios posteriores al empleo	56	32	22
Beneficios de terminación	154	242	-
	<u>1.554</u>	<u>1.154</u>	<u>660</u>

(1) No incluye aportes patronales por 257, 182 y 133 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

37. 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.

Planes de retiro

Los cargos reconocidos bajo el plan de retiro ascienden aproximadamente a 286, 211 y 133 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación descriptos fue 7.082, 4.231 y 3.790 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Planes de beneficios basados en acciones

En consistencia con los planes de remuneración basados en acciones aprobados en años anteriores, el Directorio de la Sociedad:

- En su reunión del 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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



37. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (cont.)

- En su reunión del 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 del 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 del 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.
- En su reunión del 10 de noviembre de 2020 resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación en acciones 2020-2023 con vigencia por 3 años a partir del 1 de julio de 2020 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los esquemas implementados anteriormente.
- En su reunión del 23 de septiembre de 2021 resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación basado en acciones 2021-2024 con vigencia por 3 años a partir del 1 de julio de 2021 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los esquemas implementados anteriormente.

Los cargos reconocidos en resultados correspondientes a los planes de beneficios basados en acciones, los cuales son agrupados atento a la similar naturaleza de cada uno de ellos, ascendieron a 342, 541 y 493 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 la Sociedad ha recomprado 737.378 y 411.623 acciones propias emitidas por un monto de 550 y 280, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad no ha recomprado acciones en relación con los planes de beneficios mencionados. Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 la Sociedad ha liquidado a beneficiarios del plan 1.252.400, 769.312 y 609.910 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 (las Normas Contables Argentinas) 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.

Asimismo, el Plan 2019 - 2022 se complementó con un monto adicional en dólares con el mismo período de devengamiento que el plan de beneficios basado en acciones, a pagar en pesos al tipo de cambio de la fecha de dicho devengamiento. Dicho complemento no tiene efectos significativos.

Por otro lado, el Plan 2021 - 2024 se definió pagar en efectivo y se encuentra expuesto en el pasivo en el rubro "Remuneraciones y cargas sociales" incluido en "Provisión por bonificaciones e incentivos". Dicho pasivo se mide a su valor razonable al final de cada período con cargo a los resultados integrales del ejercicio. El cambio descrito en las condiciones del Plan no tiene efectos significativos.

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 2021, 2020 y 2019:

Plan 2016 - 2019

	2021	2020	2019
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	183.080
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	-	-	(180.478)
- Expiradas	-	-	(2.602)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	-	-	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	-	21
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	-	16,99

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante el 2019.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019



37. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (cont.)

Plan 2017 - 2020

	2021	2020	2019
Cantidad al inicio del ejercicio	-	183.201	375.552
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	-	(179.160)	(182.445)
- Expiradas	-	(4.041)	(9.906)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	-	-	183.201
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	37	98
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	20,26	20,26

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2020, en tanto tenía 7 meses restantes al 31 de diciembre de 2019.

Plan 2018 - 2021

	2021	2020	2019
Cantidad al inicio del ejercicio	237.082	508.458	761.512
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	(230.254)	(246.457)	(246.987)
- Expiradas	(6.828)	(24.919)	(6.067)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	-	237.082	508.458
Gasto reconocido durante el ejercicio	38	127	212
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	13,60	13,60	13,60

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante el 2021, en tanto tenía 7 meses restantes al 31 de diciembre de 2020 y entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2019.

Plan 2019 - 2022

	2021	2020	2019
Cantidad al inicio del ejercicio	467.368	758.690	-
- Concedidas	-	-	758.690
- Liquidadas	(182.510)	(246.236)	-
- Expiradas	(25.954)	(45.086)	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	258.904	467.368	758.690
Gasto reconocido durante el ejercicio	168	293	189
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	9,97	9,97	9,97

(1) El promedio de vida restante del plan es de 7 meses al 31 de diciembre de 2021, en tanto tenía entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2020 y entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2019.

Plan 2020 - 2023

	2021	2020	2019
Cantidad al inicio del ejercicio	774.150	-	-
- Concedidas	-	774.150	-
- Liquidadas	(263.914)	-	-
- Expiradas	(40.457)	-	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	469.779	774.150	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	180	108	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	4,75	4,75	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2021, en tanto tenía entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2020.

Plan 2021 - 2024

	2021	2020	2019
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	-
- Concedidas	1.252.400	-	-
- Liquidadas	-	-	-
- Expiradas	-	-	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	1.252.400	-	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	160	-	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	8,00	-	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2021.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022
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 2021, 2020 Y 2019



38. ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

	2021			2020			2019		
	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente ⁽¹⁾	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente ⁽¹⁾	Total	Monto de la moneda distinta del peso	Tipo de cambio vigente ⁽¹⁾	Total
Activo no corriente									
<u>Otros créditos</u>									
Dólares estadounidenses	27	102,52	2.771	27	83,95	2.233	1	59,69	60
Pesos bolivianos	7	14,73	103	7	12,06	84	14	8,58	119
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses	28	102,52	2.836	98	83,95	8.221	220	59,69	13.132
<u>Inversiones en activos financieros</u>									
Dólares estadounidenses	25	102,52	2.534	-	-	-	-	-	-
Total del activo no corriente			8.244			10.538			13.311
Activo corriente									
<u>Otros créditos</u>									
Dólares estadounidenses	267	102,52	27.403	176	83,95	14.762	276	59,69	16.474
Euros	-	115,89	43	3	103,07	259	4	66,85	267
Reales	13	18,39	239	-	-	-	-	-	-
Pesos chilenos	9.733	0,12	1.168	9.242	0,12	1.109	5.241	0,08	419
Yenes	-	-	-	105	0,81	85	151	0,55	83
Pesos bolivianos	14	14,73	205	14	12,06	168	-	-	-
Libras esterlinas	-	138,54	-	1	114,22	143	-	-	-
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses	552	102,52	56.589	657	83,95	55.196	939	59,69	56.030
Pesos chilenos	11.825	0,12	1.419	7.108	0,12	853	17.221	0,08	1.378
Euros	-	115,89	1	- ⁽²⁾	103,07	2	-	-	-
Reales	54	18,39	993	- ⁽²⁾	-	-	-	-	-
<u>Inversiones en activos financieros</u>									
Dólares estadounidenses	342	102,52	35.063	118 ⁽²⁾	83,95	9.882	140	59,69	8.370
<u>Efectivo y equivalentes de efectivo</u>									
Dólares estadounidenses	175	102,52	17.952	126 ⁽²⁾	83,95	10.593	723	59,69	43.172
Pesos chilenos	1.017	0,12	122	608 ⁽²⁾	0,12	73	1.685	0,08	135
Pesos bolivianos	7	14,73	105	- ⁽²⁾	12,06	-	10	8,58	90
Reales	18	18,39	331	- ⁽²⁾	-	-	-	-	-
Total del activo corriente			141.633			93.125			126.418
Total del activo			149.877			103.663			139.729
Pasivo no corriente									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses	2.315	102,72	237.848	1.991 ⁽²⁾	84,15	167.542	2.020	59,89	120.968
Reales	10	18,39	184	- ⁽²⁾	-	-	-	-	-
<u>Pasivos por arrendamientos</u>									
Dólares estadounidenses	276	102,72	28.335	274 ⁽²⁾	84,15	23.069	674	59,89	40.388
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses	6.321	102,72	649.260	6.129 ⁽²⁾	84,15	515.765	6.863	59,89	411.032
Reales	23	18,39	423	- ⁽²⁾	-	-	-	-	-
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses	9	102,72	968	35 ⁽²⁾	84,15	2.960	12	59,89	699
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses	4	102,72	399	3 ⁽²⁾	84,15	275	6	59,89	359
Total del pasivo no corriente			917.417			709.611			573.446
Pasivo corriente									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses	120	102,72	12.360	40	84,15	3.367	59	59,89	3.555
Pesos chilenos	-	0,12	-	575	0,12	69	-	-	-
<u>Impuesto a las ganancias</u>									
Reales	2	18,39	37	-	-	-	-	-	-
<u>Cargas fiscales</u>									
Pesos Bolivianos	21	14,76	316	-	-	-	-	-	-
Pesos Chilenos	3.360	0,12	403	1.375	0,12	165	3.102	0,08	248
Reales	10	18,39	184	-	-	-	-	-	-
<u>Remuneraciones y cargas sociales</u>									
Dólares estadounidenses	10	102,72	990	9	84,15	731	7	59,89	406
Pesos chilenos	430	0,12	52	-	0,12	-	-	0,08	-
Reales	1	18,39	18	-	-	-	-	-	-
<u>Pasivos por arrendamientos</u>									
Dólares estadounidenses	266	102,72	27.277	263	84,15	22.093	357	59,89	21.384
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses	698	102,72	71.674	1.436	84,15	120.839	1.229	59,89	73.599
Pesos chilenos	2.950	0,12	354	2.958	0,12	355	2.993	0,08	239
Reales	51	18,39	938	-	-	-	-	-	-
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses	34	102,72	3.468	108	84,15	9.062	22	59,89	1.310
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses	846	102,72	86.878	831	84,15	69.942	1.181	59,89	70.711
Euros	20	116,37	2.280	17	103,53	1.770	16	67,23	1.053
Pesos chilenos	3.379	0,12	405	6.400	0,12	768	3.744	0,08	300
Pesos Bolivianos	-	-	-	-	12,06	-	7	8,58	60
Yenes	164	0,89	146	384	0,82	315	133	0,55	73
Libras esterlinas	1 ⁽²⁾	138,54	80	- ⁽²⁾	113,81	25	-	-	-
Franco suizo	1 ⁽²⁾	112,40	84	-	-	-	-	-	-
Reales	42 ⁽²⁾	18,39	777	-	-	-	-	-	-
Total del pasivo corriente			208.721			229.501			172.938
Total del pasivo			1.126.138			939.112			746.384

(1) Tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 según el BNA.

(2) Valor registrado menor a 1.

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202RICARDO C. RUIZ
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 156 - F° 159



39. HECHOS POSTERIORES

El 27 de enero de 2022 YPF suscribió un contrato de préstamo sindicado internacional con Corporación Andina de Fomento ("CAF") por un monto máximo de hasta US\$ 300 millones a ser desembolsado entre la fecha de firma y el 31 de marzo de 2022 amortizable semestralmente con vencimiento final el 30 de diciembre de 2024. El préstamo está conformado por un Tramo A por un monto de US\$ 37,5 millones financiado por CAF y un Tramo B por un monto de US\$ 262,5 millones financiado por entidades internacionales.

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 2021 o su exposición en Nota a los presentes estados financieros consolidados, de corresponder, no hubiesen 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 3 de marzo de 2022 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 3 - MARZO - 2022

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

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 184 - F° 202

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

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente