



YPF SOCIEDAD ANONIMA

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020**

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 flujos de efectivo consolidados	8
	Notas a los estados financieros consolidados:	
1	Información general, estructura y organización del negocio del Grupo	9
2	Bases de preparación de los estados financieros consolidados	10
3	Adquisiciones y disposiciones	38
4	Administración del riesgo financiero	38
5	Información por segmentos	42
6	Instrumentos financieros por categoría	46
7	Activos intangibles	50
8	Propiedades, planta y equipo	52
9	Activos por derecho de uso	57
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	75
23	Cuentas por pagar	75
24	Ingresos	75
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	83
33	Activos y pasivos contingentes	89
34	Compromisos contractuales	94
35	Principales regulaciones	98
36	Salos y transacciones con partes relacionadas	116
37	Planes de beneficios y obligaciones similares	120
38	Activos y pasivos en monedas distintas del peso	123
39	Hechos posteriores	124

YPF SOCIEDAD ANONIMA
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020
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
ENARSA	Energía Argentina S.A. (ex Integración Energética Argentina S.A. "IEASA")
FACPCCE	Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas
FASB	Financial Accounting Standards Board
FOB	Free on board
Gas Austral	Asociada Gas Austral S.A.
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.
IIBB	Impuesto a los ingresos brutos
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de precios al consumidor publicado por el INDEC
IPIM	Índice de precios internos al por mayor publicado por el INDEC
IVA	Impuesto al valor agregado
LGS	Ley General de Sociedades N° 19.550
MBtu	Millones de unidades térmicas británicas (British thermal unit)
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
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	Negocio conjunto Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.
OTC	Negocio conjunto 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
Sustentator	Negocio conjunto Sustentator S.A.
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
UVA	Unidad de Valor Adquisitivo
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° 46 iniciado el 1 de enero de 2022.

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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS****AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	Notas	2022	2021	2020
ACTIVO				
Activo no corriente				
Activos intangibles	7	68.052	43.014	39.119
Propiedades, planta y equipo	8	3.100.306	1.642.259	1.379.527
Activos por derecho de uso	9	95.748	53.260	44.081
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	10	337.175	156.925	107.112
Activos por impuesto diferido, netos	17	3.010	1.921	2.629
Otros créditos	12	36.468	19.549	14.657
Créditos por ventas	13	1.027	4.363	8.531
Inversiones en activos financieros	14	35.664	2.534	-
Total del activo no corriente		3.677.450	1.923.825	1.595.656
Activo corriente				
Activos mantenidos para su disposición		-	103	494
Inventarios	11	307.766	153.927	100.137
Activos de contratos	24	148	1.360	871
Otros créditos	12	143.231	63.259	34.369
Créditos por ventas	13	266.201	133.904	108.146
Inversiones en activos financieros	14	56.489	51.012	28.934
Efectivo y equivalentes de efectivo	15	136.874	62.678	54.618
Total del activo corriente		910.709	466.243	327.569
TOTAL DEL ACTIVO		4.588.159	2.390.068	1.923.225
PATRIMONIO				
Aportes de los propietarios		6.306	10.504	10.385
Resultados acumulados		1.844.724	829.388	666.845
Patrimonio atribuible a los accionistas de la sociedad controlante		1.851.030	839.892	677.230
Interés no controlante		17.274	8.226	6.165
TOTAL DEL PATRIMONIO		1.868.304	848.118	683.395
PASIVO				
Pasivo no corriente				
Provisiones	16	455.213	258.478	186.488
Pasivos por impuesto diferido, netos	17	306.708	185.179	119.609
Impuesto a las ganancias a pagar	17	4.588	3.026	3.571
Cargas fiscales	18	185	201	215
Remuneraciones y cargas sociales	19	215	3.262	3.860
Pasivos por arrendamientos	20	48.224	28.335	24.172
Préstamos	21	1.053.196	670.535	527.575
Otros pasivos	22	3.302	968	2.961
Cuentas por pagar	23	1.319	888	710
Total del pasivo no corriente		1.872.950	1.150.872	869.161
Pasivo corriente				
Provisiones	16	34.981	19.297	6.133
Pasivos de contratos	24	13.577	13.329	6.824
Impuesto a las ganancias a pagar	17	4.711	1.336	740
Cargas fiscales	18	30.660	14.671	15.764
Remuneraciones y cargas sociales	19	52.622	23.459	14.934
Pasivos por arrendamientos	20	52.061	27.287	22.098
Préstamos	21	201.808	86.680	150.731
Otros pasivos	22	2.359	3.468	9.062
Cuentas por pagar	23	454.126	201.551	144.383
Total del pasivo corriente		846.905	391.078	370.669
TOTAL DEL PASIVO		2.719.855	1.541.950	1.239.830
TOTAL DEL PASIVO Y PATRIMONIO		4.588.159	2.390.068	1.923.225

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 9 - MARZO - 2023Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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° 202GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA**ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020**

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



	Notas	2022	2021	2020
Resultado neto				
Ingresos	24	2.526.466	1.315.633	692.514
Costos	25	(1.881.711)	(1.028.180)	(626.212)
Resultado bruto		644.755	287.453	66.302
Gastos de comercialización	26	(257.724)	(145.586)	(95.163)
Gastos de administración	26	(92.207)	(45.896)	(34.490)
Gastos de exploración	26	(9.127)	(2.604)	(5.846)
(Deterioro) / Recupero de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos	7-8	(18.427)	(11.258)	6.851
Otros resultados operativos, netos	27	30.346	(23.939)	3.949
Resultado operativo		297.616	58.170	(58.397)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	10	58.082	26.977	13.270
Ingresos financieros	28	307.811	87.226	107.603
Costos financieros	28	(318.656)	(132.832)	(138.753)
Otros resultados financieros	28	54.323	24.060	19.849
Resultados financieros, netos	28	43.478	(21.546)	(11.301)
Resultado antes de impuesto a las ganancias		399.176	63.601	(56.428)
Impuesto a las ganancias	17	(108.912)	(64.409)	(14.589)
Resultado neto del ejercicio		290.264	(808)	(71.017)
Otros resultados integrales				
<i>Conceptos que pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>				
Diferencia de conversión de subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos		(34.776)	(7.542)	(9.001)
Resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos ⁽¹⁾		54.613	19.525	10.154
<i>Conceptos que no pueden ser reclasificados posteriormente a resultados:</i>				
Diferencia de conversión de YPF		714.283	153.429	205.347
Otros resultados integrales del ejercicio		734.120	165.412	206.500
Resultado integral del ejercicio		1.024.384	164.604	135.483
Resultado neto del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante		289.057	257	(69.649)
Interés no controlante		1.207	(1.065)	(1.368)
Otros resultados integrales del ejercicio atribuibles a:				
Accionistas de la controlante		726.279	162.286	204.517
Interés no controlante		7.841	3.126	1.983
Resultado integral del ejercicio atribuible a:				
Accionistas de la controlante		1.015.336	162.543	134.868
Interés no controlante		9.048	2.061	615
Resultado neto por acción atribuible a los accionistas de la controlante:				
Básico y diluido	31	736,04	0,65	(177,42)

(1) Resultado asociado a las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso, ver 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 9 - MARZO - 2023Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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° 202GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



2022								
Aportes de los propietarios								
Capital	Ajuste de capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios basados en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Primas de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al inicio del ejercicio	3.931	6.095	2	6	372	(493)	(49)	640
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al inicio del ejercicio modificados	3.931	6.095	2	6	372	(493)	(49)	640
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	262	-	-	262
Recompra de acciones propias en cartera	(19)	(29)	19	29	-	(4.243)	-	(4.243)
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones ⁽²⁾	3	6	(3)	(6)	(345)	237	(109)	(217)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 29 de abril de 2022:								
- Absorción de pérdidas acumuladas	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.915	6.072	18	29	289	(4.499)	(158)	640
Resultados acumulados								
Patrimonio atribuible a								
Reserva legal	Reserva para futuros dividendos	Reserva para inversiones	Reserva para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados no asignados	Accionistas de la controlante	Interés no controlante	Total del patrimonio
Saldos al inicio del ejercicio	2.007	-	-	-	883.589	(56.208)	839.892	848.118
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽⁴⁾	78.714	-	-	-	(486.589)	407.875	-	-
Saldos al inicio del ejercicio modificados	80.721	-	-	-	397.000	351.667	839.892	848.118
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	262	262
Recompra de acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	(4.243)	-	(4.243)
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	(217)	-	(217)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 29 de abril de 2022:								
- Absorción de pérdidas acumuladas	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	58.554	-	-	-	307.235	360.490	7.841	734.120
Resultado neto	-	-	-	-	289.057	289.057	1.207	290.264
Saldos al cierre del ejercicio	139.275	-	-	-	704.235 ⁽¹⁾	1.001.214 ⁽⁵⁾	1.851.030	1.868.304

(1) Incluye 791.703 correspondientes al efecto de conversión de los aportes de los propietarios (ver Nota 35.h)), (253.373) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar (los cuales incluyen (172.363) correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF) y 165.905 correspondientes al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso (los cuales incluyen 76.231 correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF). Ver 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.

(4) Ver Nota 2.b.1).

(5) Incluye 12.040 restringidos a la distribución de los resultados no asignados Ver Nota 2.b.16).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020 (cont.)

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

	2021								
	Aportes de los propietarios								
	Capital	Ajuste de capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios basados en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Primas 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
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al inicio del ejercicio modificados	3.926	6.088	7	13	(144)	502	(647)	640	10.385
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	342	-	-	-	342
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones ⁽²⁾	5	7	(5)	(7)	174	(995)	598	-	(223)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2021:									
- Desafectación de reservas y absorción de pérdidas acumuladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.931	6.095	2	6	372	(493)	(49)	640	10.504
	Resultados acumulados						Patrimonio atribuible a		
	Reserva legal	Reserva para futuros dividendos	Reserva para inversiones	Reserva para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados no asignados	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
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽⁴⁾	64.107	5.882	128.068	2.560	(406.416)	205.799	-	-	-
Saldos al inicio del ejercicio modificados	66.114	9.582	137.002	3.110	314.887	136.150	677.230	6.165	683.395
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	342	-	342
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-	(223)	-	(223)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2021:									
- Desafectación de reservas y absorción de pérdidas acumuladas	-	(3.700)	(8.934)	(550)	-	13.184	-	-	-
Otros resultados integrales	14.607	(5.882)	(128.068)	(2.560)	82.113	202.076	162.286	3.126	165.412
Resultado neto	-	-	-	-	-	257	257	(1.065)	(808)
Saldos al cierre del ejercicio	80.721	-	-	-	397.000 ⁽¹⁾	351.667	839.892	8.226	848.118

(1) Incluye 454.877 correspondientes al efecto de conversión de los aportes de los propietarios (ver Nota 35.h)), (126.940) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar (los cuales incluyen (80.706) correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF) y 69.063 correspondientes al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso (los cuales incluyen 26.161 correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF). Ver 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.

(4) Ver Nota 2.b.1).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020 (cont.)

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)

2020								
Aportes de los propietarios								
Capital	Ajuste de capital	Acciones propias en cartera	Ajuste de acciones propias en cartera	Planes de beneficios basados en acciones	Costo de adquisición de acciones propias	Primas de negociación de acciones propias	Primas de emisión	Total
Saldos al inicio del ejercicio	3.924	6.085	9	16	117	177	(396)	640
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽⁴⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al inicio del ejercicio modificados	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 basados en acciones ⁽²⁾	5	8	(5)	(8)	(802)	875	(251)	(178)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2020:	-	-	-	-	-	-	-	-
- Desafectación de reservas y absorción de pérdidas acumuladas	-	-	-	-	-	-	-	-
- Constitución de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del ejercicio	3.926	6.088	7	13	(144)	502	(647)	640
Resultados acumulados					Patrimonio atribuible a			
Reserva legal	Reserva para futuros dividendos	Reserva para inversiones	Reserva para compra de acciones propias	Otros resultados integrales	Resultados no asignados	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
Modificación de saldos al inicio del ejercicio ⁽⁴⁾	45.024	3.479	78.016	1.653	(295.195)	167.023	-	-
Saldos al inicio del ejercicio modificados	47.031	5.979	122.271	2.153	221.591	132.952	542.549	5.550
Devengamiento de planes de beneficios basados en acciones ⁽³⁾	-	-	-	-	-	541	-	541
Recompra de acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	(550)	-	(550)
Acciones entregadas por planes de beneficios basados en acciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	(178)	-	(178)
Disposiciones de la Asamblea de Accionistas del 30 de abril de 2020:	-	-	-	-	-	-	-	-
- Desafectación de reservas y absorción de pérdidas acumuladas	-	(2.500)	(31.071)	(500)	34.071	-	-	-
- Constitución de reservas	-	3.700	(4.250)	550	-	-	-	-
Otros resultados integrales	19.083	2.403	50.052	907	93.296	38.776	204.517	1.983
Resultado neto	-	-	-	-	(69.649)	(69.649)	(1.368)	(71.017)
Saldos al cierre del ejercicio	66.114	9.582	137.002	3.110	314.887 ⁽¹⁾	136.150	677.230	6.165

(1) Incluye 370.530 correspondientes al efecto de conversión de los aportes de los propietarios (ver Nota 35.h)), (98.776) correspondientes al efecto de conversión de los estados financieros de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional distinta del dólar (los cuales incluyen (60.084) correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF) y 43.133 correspondientes al reconocimiento del resultado por la posición monetaria neta de las subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos con moneda funcional peso (los cuales incluyen 16.630 correspondientes al efecto de conversión a la moneda de presentación de YPF). Ver 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.

(4) Ver 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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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

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

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA**ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos)



	2022	2021	2020
Actividades operativas:			
Resultado neto	290.264	(808)	(71.017)
<i>Ajustes para conciliar el resultado neto con el efectivo generado por las operaciones:</i>			
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	(58.082)	(26.977)	(13.270)
Depreciación de propiedades, planta y equipo	338.019	267.686	171.452
Amortización de activos intangibles	6.252	4.833	3.428
Depreciación de activos por derecho de uso	28.300	19.200	17.873
Bajas de propiedades, planta y equipo y activos intangibles y consumo de materiales	48.099	32.269	24.314
Cargo por impuesto a las ganancias	108.912	64.409	14.589
Aumento neto de provisiones	9.537	49.777	28.179
Deterioro / (Recupero) de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos	18.427	11.258	(6.851)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio, intereses y otros	(22.928)	33.536	3.143
Planes de beneficios basados en acciones	1.048	342	541
Otros ingresos por seguros	-	(1.503)	(3.643)
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)
Resultado por venta de activos	-	(5.549)	-
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas	(52.351)	10.151	35.073
Otros créditos	(8.447)	(21.921)	5.482
Inventarios	(20.006)	(27.560)	13.332
Cuentas por pagar	85.504	148	(21.039)
Cargas fiscales	6.637	(3.639)	862
Remuneraciones y cargas sociales	14.348	1.938	8.611
Otros pasivos	(510)	(8.168)	8.988
Disminución de provisiones por pago/utilización	(22.630)	(8.166)	(2.803)
Activos de contratos	1.323	(664)	(754)
Pasivos de contratos	(3.622)	6.864	526
Dividendos cobrados	12.157	5.073	2.616
Cobros de seguros por pérdida de beneficio	116	1.889	3.756
Pagos de impuesto a las ganancias	(43.707)	(515)	(2.706)
Flujo neto de efectivo de las actividades operativas ^{(1) (2)}	736.660	400.014	209.216
Actividades de inversión: ⁽³⁾			
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo y activos intangibles	(532.128)	(234.801)	(114.616)
Aportes y adquisiciones en inversiones en asociadas y negocios conjuntos	(270)	-	-
Préstamos con partes relacionadas, netos	(2.891)	-	-
Cobros por ventas de activos financieros	90.231	38.624	38.332
Pagos por adquisición de activos financieros	(93.002)	(56.009)	(46.762)
Intereses cobrados de activos financieros	13.996	3.694	18
Cobros por cesión de áreas y venta de activos	1.040	4.500	13.867
Flujo neto de efectivo de las actividades de inversión	(523.024)	(243.992)	(109.161)
Actividades de financiación: ⁽³⁾			
Pagos de préstamos	(94.517)	(155.902)	(163.874)
Pagos de intereses	(73.123)	(58.454)	(60.681)
Préstamos obtenidos	49.265	91.512	127.979
Adelantos en cuenta corriente, netos	11.693	794	-
Recompra de acciones propias en cartera	(4.243)	-	(550)
Pagos por arrendamientos	(44.960)	(28.526)	(23.290)
Pagos de intereses relacionados con el impuesto a las ganancias	(1.219)	(83)	(696)
Flujo neto de efectivo de las actividades de financiación	(157.104)	(150.659)	(121.112)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	17.664	2.697	9.575
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	74.196	8.060	(11.482)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	62.678	54.618	66.100
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	136.874	62.678	54.618
Aumento (Disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo	74.196	8.060	(11.482)

(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 22.603, 10.853 y 11.101 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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:

	2022	2021	2020
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo pendientes de cancelación	93.730	36.371	17.691
Costos de abandono de pozos de hidrocarburos	47.323	3.349	(13.918)
Altas de activos por derecho de uso	45.328	27.745	11.421
Capitalización de depreciación de activos por derecho de uso	7.439	4.166	3.789
Capitalización de actualizaciones financieras de los pasivos por arrendamientos	1.790	1.020	967
Capitalización en asociadas y negocios conjuntos	83	-	-

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 9 - MARZO - 2023Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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° 202GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020**

(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)

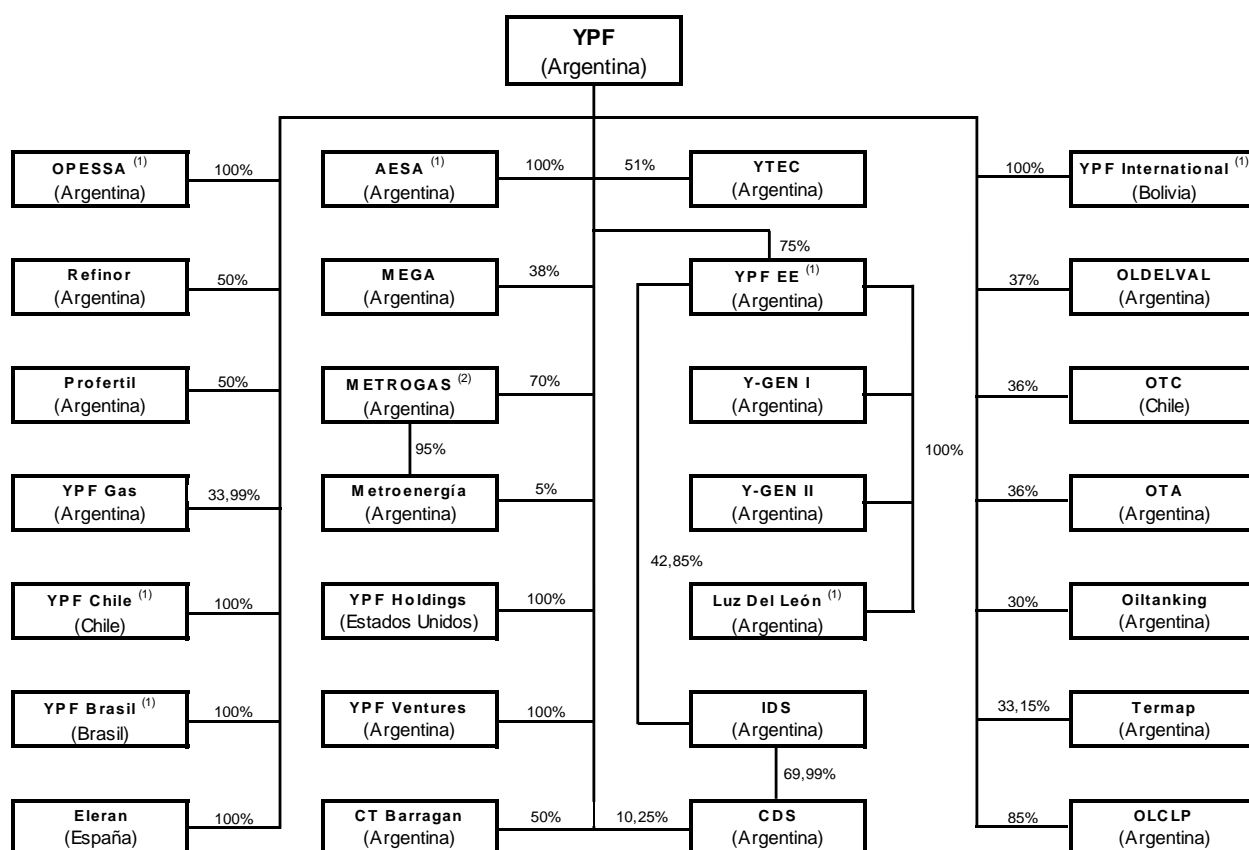
**1. INFORMACIÓN GENERAL, ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DEL NEGOCIO DEL GRUPO**Información general

YPF S.A. ("YPF" o la "Sociedad") es una sociedad anónima constituida según las leyes de 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 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 2022:



(1) Tenencia directa e indirecta.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 184 - Fº 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 233 - Fº 73

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

Al 31 de diciembre de 2022 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 los segmentos anteriores

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

Las operaciones, propiedades y clientes del Grupo se encuentran principalmente ubicados en Argentina. No obstante, el Grupo posee participación en áreas de exploración en Bolivia y comercializa aerokerosene, gas natural, lubricantes y derivados en Chile y lubricantes y derivados en Brasil.

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 2022 se presentan de acuerdo con las NIIF emitidas por el IASB.

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 finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 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 9 de marzo de 2023.

Cierre de ejercicio económico

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

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 diferidos se presentan separados entre sí y de los otros activos y pasivos, como corrientes y no corrientes, según corresponda.

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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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 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 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 entidad.

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 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 de YPF 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 significativas, 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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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, 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, 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 la 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 la CNV 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 la 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 en 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 del rubro de "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 rubro de "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 el rubro de "Otros resultados integrales" dentro del estado de resultados integrales del ejercicio en que se producen.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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

Moneda de presentación

De acuerdo con lo establecido por la LGS y la norma 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 estado 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 rubro de "Otros resultados integrales" dentro del estado de resultados integrales del ejercicio en el que se producen.

El 28 de octubre de 2022 se publicó en el BO la Resolución General N° 941/2022 de la CNV la cual introduce determinadas disposiciones para aquellas emisoras con moneda funcional distinta a la moneda de curso legal en Argentina que en relación con sus operaciones propias desarrollen políticas contables de presentación y revelación en las que las diferencias de conversión originadas en las cuentas de ganancias reservadas y resultados no asignados se presenten apropiadas a las partidas que les dieron origen. Como consecuencia de dicha Resolución, a partir del presente ejercicio la Sociedad clasifica y acumula directamente en las cuentas de "Reserva legal", "Reserva para futuros dividendos", "Reserva para inversiones", "Reserva para compra de acciones propias" y "Resultados no asignados", dentro del patrimonio, las diferencias de conversión generadas por los resultados acumulados al inicio y del ejercicio. Con el objeto de uniformar la información comparativa en los estados de cambios en el patrimonio, se ha efectuado la apropiación de las diferencias de conversión acumuladas en la cuenta de "Otros resultados integrales" a los componentes del patrimonio antes mencionados al 1 de enero de 2020 y 2021 y 31 de diciembre de 2021, de acuerdo con la NIC 8 "Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores".

Como consecuencia de la aplicación de la política contable antes descripta, la conversión de la moneda funcional a una moneda de presentación distinta no modifica la forma en la que se miden los elementos subyacentes, preservando tanto los resultados acumulados como los aportes de los propietarios en la moneda funcional en la que se generan.

Efecto 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 economía no hiperinflacionaria, con la excepción de sus cifras comparativas.

Siguiendo los lineamientos mencionados precedentemente, los resultados y la 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 en el rubro de "Otros resultados integrales" dentro del estado de 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 mencionada reexpresión.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

Efecto impositivo en otros resultados integrales

Los resultados imputados en el rubro de "Otros resultados integrales" dentro del estado de resultados integrales 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:

(i) Activos financieros a costo amortizado:

Los activos financieros se miden a costo amortizado sólo si se cumplen las 2 condiciones siguientes: (1) el objetivo del modelo de negocio del Grupo es mantener el activo para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y (2) los términos contractuales requieren pagos en fechas específicas sólo de capital e intereses.

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

(ii) 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 el rubro de "Resultados financieros, netos" en el estado de resultados integrales.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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

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 crediticias 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.

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 corresponder, 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 y/o a las provincias otorgar concesiones de transporte de hidrocarburos por períodos similares a los plazos de las concesiones de explotación otorgadas (ver Nota 35.a.1)). 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 natural y derivados. El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de:

- Transportar petróleo, gas natural y derivados.
- Construir y operar ductos de petróleo, gas natural 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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

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 natural 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 ductos 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, con posibilidad de ser extendidas por 10 años. Los principales ductos relacionados con dichas concesiones de transporte son los siguientes:

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

En este orden, los activos que cumplan ciertas características, tal y como lo establece el CINIIF 12, las cuales a criterio de la 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 con campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos una vez al año o siempre que aparezca 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 activos 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 natural. 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 activo 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 2022, 2021 y 2020.

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

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

De acuerdo con este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo en el rubro de "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 el rubro de "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 entidades 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 con 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.

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 de "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 el rubro de "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

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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

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 natural se deprecian siguiendo el método de la línea recta sobre la base de porcentajes de depreciación calculados en función de la vida útil estimada de cada clase de bien, según el siguiente detalle:

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

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

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

Actividades de producción de petróleo y gas natural

El Grupo utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural. Los costos originados en la adquisición de concesiones de explotación en zonas con reservas probadas y no probadas se activan en la cuenta de "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 en la viabilidad económica y operativa del proyecto. Si alguna de estas condiciones no se cumple el costo del mismo es imputado al resultado del ejercicio. 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 mantengan 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 natural han sido activados.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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

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 natural producido y las reservas de petróleo y gas natural 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 natural producido y las reservas de petróleo y gas natural probadas totales.

Las depreciaciones se adecúan por los cambios en las estimaciones de las reservas probadas de petróleo y gas natural 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. Las estimaciones de reservas son auditadas por terceros independientes sobre la base de un ciclo de rotación de 3 años.

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 les 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 abandono 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 al 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 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 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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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

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



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

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

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.

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).

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. Ver Nota 33.a).

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, siendo éste 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.

Las principales UGE en las cuales los activos del Grupo han sido agrupados son:

- UGE Petróleo
- UGE Gas - Cuenca Neuquina
- UGE Gas - Cuenca Noroeste
- UGE Gas - Cuenca Austral
- UGE Gas y Energía YPF
- UGE Midstream
- UGE Metrogas
- UGE Downstream YPF
- UGE AESA

El importe recuperable correspondiente a cada UGE es el valor superior entre el valor razonable menos el costo de venta y el valor de uso. Al evaluar el valor de uso correspondiente a cada UGE, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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 de valor 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 las circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro de valor 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 de 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, 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, 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 las UGE, destacan los precios de compra y venta de hidrocarburos (incluyendo las tarifas aplicables a la distribución de gas natural), la regulación vigente, la estimación de incrementos de costos, los costos de personal y las inversiones.

La valoración de las UGE que agrupan activos de los campos con reservas de petróleo y gas natural utilizan proyecciones de flujos de efectivo que abarcan la vida económicamente productiva de los campos, 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 natural 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.

Los flujos de efectivo de las UGE que agrupan activos distintos a los mencionados en el párrafo anterior se estiman, entre otras cuestiones, a partir de la evolución prevista de ventas, márgenes de contribución unitarios, costos fijos, costos variables 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 las estimaciones y juicios realizados por la Sociedad.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

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.

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 del plan 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 los mismos a la fecha de la concesión del plan con contrapartida a la cuenta de "Planes de beneficios basados en acciones" dentro del patrimonio. Al cierre de cada ejercicio, 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. Al cierre de cada ejercicio 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 el resultado del ejercicio.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

2.b.11) 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:

- (i) Contratos de venta de combustibles bajo la modalidad de consignado
- (ii) Contratos de venta directa de combustibles
- (iii) Contratos de venta de gas natural
- (iv) Contratos y acuerdos de venta de otros productos refinados
- (v) 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.

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.

Ingresos procedentes de esquemas de incentivos otorgados por el Estado Nacional

De acuerdo con la NIC 20 “Contabilización de las Subvenciones del Gobierno e Información a revelar sobre Ayudas Gubernamentales”, los incentivos otorgados por el Estado Nacional son reconocidos a su valor razonable cuando exista una seguridad razonable de que se recibirán los incentivos y se cumplan las condiciones ligadas a ellos.

Los ingresos por incentivos otorgados por el Estado Nacional se presentan como parte del resultado del periodo en la línea de “Incentivos otorgados por el Estado Nacional” del rubro de “Ingresos”. Los ingresos por incentivos que se relacionan con un gasto se presentan deducidos de los gastos con los que se relacionan.

De acuerdo con los requerimientos de la NIC 20, la naturaleza y extensión de los incentivos otorgados por el Estado Nacional se describen en las Notas 35 y 36.

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. La 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) dirigir el uso del mismo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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

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.
 - (iv) Una estimación de los costos a incurrir al dismantelar y eliminar el activo subyacente, restaurar el lugar en el que se localiza o restaurar el activo subyacente a la condición requerida por los términos y condiciones del arrendamiento, a menos que se incurra en esos costos al producir los inventarios. El Grupo puede incurrir en obligaciones a consecuencia de esos costos ya sea en la fecha de comienzo o como 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 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 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 (por hora o día).
- 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.
 - (ii) Equipamiento de regasificación y licuefacción de gas. Estos contratos tienen una duración promedio de 4 años estableciendo un mínimo garantizado en función de la disponibilidad que tiene el Grupo sobre los activos mencionados.
- 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 2 años y para los cuales los pagos variables se calculan a partir de una tarifa por unidad de uso (por kilómetro recorrido). En algunos casos se estipulan pagos mínimos asociados a la disponibilidad que tiene el Grupo sobre los activos mencionados.
- Estaciones de servicio cuyos contratos, que incluyen el arrendamiento de terrenos e instalaciones asociadas, tienen una duración promedio de 7 años y cuyos pagos se determinan en función del precio de una determinada cantidad fija de litros de combustible.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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

- Terrenos y edificios, incluye principalmente:
 - (i) Reservorios y terrenos necesarios para montar las instalaciones de superficie necesarias para el almacenamiento subterráneo de gas natural, cuyos contratos tienen una duración promedio de 6 años con cuotas mínimas garantizadas.
 - (ii) Permisos para el uso de puertos y terrenos cuyos contratos tienen una duración promedio de 6 años con 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, fotocopadoras, entre otros, no siendo significativos. El mismo tratamiento contable tienen 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 flujos 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.
- 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.

El Grupo revisa el pasivo por arrendamiento cuando se produzca un cambio en:

- El importe esperado a pagar en virtud de una garantía de valor residual.
- 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).
- 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).
- 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

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 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 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, con posterioridad al reconocimiento inicial los pasivos financieros son valuados a costo amortizado. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de los 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 haya sido pagada o cancelada, o haya expirado.

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

Al cierre de los presentes estados financieros consolidados, los pasivos financieros 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. El cargo por impuesto a las ganancias se reconoce en el estado de resultados, excepto si se relacionan con conceptos contabilizados en otros resultados integrales o directamente en el patrimonio, en cuyo caso, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

El marco regulatorio referido al impuesto a las ganancias se describe en la Nota 35.e.1).

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 a NIIF. La registración de movimientos de las cuentas de patrimonio se realizó de acuerdo con decisiones asamblearias, normas legales o reglamentarias.

Capital y Ajuste de 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 apartado siguiente "Acciones propias en cartera y Ajuste de acciones propias en cartera". La cuenta de "Capital" se mantiene 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 de "Ajuste de capital".

El ajuste de 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 absorber 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 de acciones propias emitidas recompradas por la Sociedad en los mercados, conforme es exigido por la norma de la CNV.

Planes de beneficios basados en acciones

Corresponde al saldo devengado acumulado relacionado con 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 Notas 2.b.10), 30 y 37). En virtud de las disposiciones del artículo 3 punto 11 apartado c), Capítulo III, Título IV de la norma de la CNV, la distribución de los resultados no asignados se encuentra restringida por el saldo de la presente cuenta y las diferencias de conversión que por política contable se originaron por dicha partida de acuerdo con la Resolución General N° 941/2022 de la CNV (ver Nota 35.h)). Al 31 de diciembre de 2022 el saldo restringido ascienda a 5.312 (4.499 corresponden al saldo de la cuenta de "Costo de adquisición de acciones propias" y 813 corresponden a las diferencias de conversión que se originaron por dicha partida).

Primas 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 de las disposiciones del artículo 3 punto 11 apartado e), Capítulo III, Título IV de la norma de la CNV, cuando el saldo de la cuenta de "Primas de negociación de acciones propias" sea negativo, la distribución de los resultados no asignados se encuentra restringida por el saldo negativo de la presente cuenta y las diferencias de conversión que por política contable se originaron por dicha partida de acuerdo con la Resolución General N° 941/2022 de la CNV (ver Nota 35.h)). Al 31 de diciembre de 2022 el saldo restringido ascienda a 6.728 (158 corresponden al saldo de la cuenta de "Primas de negociación de acciones propias" y 6.570 corresponden a las diferencias de conversión que se originaron por dicha partida).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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

Primas de emisión

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

Reserva legal

De acuerdo con las disposiciones de la LGS y la norma de la CNV, 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 no asignados y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, hasta alcanzar el 20% de la suma de las cuentas de "Capital" y "Ajuste de capital" y las diferencias de conversión que por política contable se originaron por dichas partidas de acuerdo con la Resolución General N° 941/2022 de la CNV (ver Nota 35.h)). Al 31 de diciembre de 2022, la reserva legal se encuentra totalmente integrada por 139.275.

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 y las diferencias de conversión que por política contable se apropiaron a dicha partida de acuerdo con la Resolución General N° 941/2022 de la CNV (ver Nota 35.h)).

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) y las diferencias de conversión que por política contable se apropiaron a dichas partidas de acuerdo con la Resolución General N° 941/2022 de la CNV (ver Nota 35.h)).

Otros resultados integrales

Comprenden los ingresos y gastos reconocidos directamente en Otros resultados integrales y las transferencias de dicha cuenta a cuentas del resultado del ejercicio, reservas o resultados no asignados, según se determina en las NIIF y por adopción de políticas contables de acuerdo con la Resolución General N° 941/2022 de la CNV (ver Nota 35.h)).

Resultados no asignados

Comprenden a las ganancias o pérdidas acumuladas sin asignación específica, ajustes de ejercicios anteriores por aplicación de las normas contables y los importes transferidos de la cuenta de "Otros resultados integrales", incluidas las diferencias de conversión que por política contable se apropiaron a dicha partida de acuerdo con la Resolución General N° 941/2022 de la CNV (ver Nota 35.h)). Cuando el saldo neto de los resultados no asignados sea positivo, podrá ser distribuido mediante decisión de la Asamblea de Accionistas, en tanto no esté sujeto a restricciones legales (ver apartados "Costo de adquisición de acciones propias" y "Primas de negociación de acciones propias").

Adicionalmente, de acuerdo con lo establecido por la norma de la CNV, cuando el saldo neto de la cuenta de "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 la norma de la CNV. Cuando el saldo neto de esta cuenta al cierre de un ejercicio sea negativo, existirá una restricción a la distribución de resultados no asignados 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

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 con la NIIF 9:

- Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, el Grupo concertó operaciones con contratos a término de granos y contratos de intercambio de tasas de interés, y no aplicó la contabilización de cobertura.
- Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, el Grupo concertó operaciones con contratos a término de dólares y granos, y no aplicó la contabilización de cobertura.

Los resultados generados por los instrumentos financieros derivados se clasifican dentro del rubro 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 y otros créditos se contabilizan inicialmente a su 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.

El valor contable del activo se reduce a través de la provisión por incobrabilidad, y el monto de la pérdida se contabiliza en el estado de resultados integrales dentro del rubro de "Gastos de comercialización", así como también sus recuperos posteriores.

2.b.19) Efectivo y equivalentes de efectivo

En el estado de flujos 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, los cuales se exponen como préstamos.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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

El Grupo reconocerá en su estado financiero 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 “Combinaciones de Negocios”.

El costo de 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 de negocios 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 de negocio 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 dichos segmentos. Los segmentos de negocio se describen en la Nota 5.

2.b.24) Activos mantenidos para su disposición y pasivos asociados

El activo (o grupo de activos) es clasificado como mantenido para su disposición junto con sus pasivos asociados cuando el Grupo recuperará sus valores residuales a través de la disposición del mismo (más que a través de su utilización) y cuando dicha disposición es altamente probable. En caso de que el Grupo esté comprometido en un plan de disposición, que implique la pérdida de control de una subsidiaria, clasificará todos los activos y pasivos de esa subsidiaria como mantenidos para su disposición, cuando se cumplan los criterios requeridos por la NIIF 5 “Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas”, 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).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

Para que la transacción sea altamente probable, el nivel apropiado de la 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 la clasificación, con las excepciones permitidas por la NIIF 5, y además las actividades requeridas para completar el plan de disposición 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 valor de su importe en libros o su valor razonable menos los costos relacionados con su disposición.

Al 31 de diciembre de 2022 no existieron activos mantenidos para 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.

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. 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, a continuación se presentan y resumen las normas e interpretaciones emitidas por el IASB:

- **Normas e interpretaciones cuya aplicación resulta obligatoria a partir del 1 de enero de 2022 y por lo tanto han sido adoptadas por el Grupo, de corresponder**

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 de "Propiedades, planta y equipo" cualquier ingreso recibido por la venta de productos o muestras obtenidos durante el proceso de preparación y prueba del activo para su uso previsto. Los ingresos por la venta de tales productos o muestras, junto con los costos de producción, se reconocerán en el resultado del ejercicio. 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 aclara que un elemento del rubro de "Propiedades, planta y equipo" se encuentra en 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 Sociedad y consecuentemente estar sujeto a depreciación antes de que haya alcanzado el nivel de desempeño operativo esperado por la misma.

La adopción de la modificación mencionada no ha tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

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.

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 del contrato (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.

La adopción de la modificación mencionada no ha tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo.

Modificaciones a la NIIF 3 - Referencia al Marco Conceptual 2018

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 NIIF 3 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 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.

La adopción de la modificación mencionada no ha tenido efectos en los estados financieros consolidados del Grupo.

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).
- No existe un cambio sustancial en los otros términos y condiciones del arrendamiento.

El Grupo no ha hecho uso de la opción mencionada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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 NIIF	<p>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.</p> <p>Una elección similar puede ser hecha por una asociada o negocio conjunto.</p>
NIIF 9 "Instrumentos Financieros"	Conceptos incluidos en la prueba del "test del 10%" para la baja en cuentas de pasivos financieros	<p>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.</p> <p>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.</p>
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".

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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

- **Normas e interpretaciones 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 las NIIF 10 y NIC 28 para clarificar que en transacciones que involucren una entidad controlada, la extensión de la ganancia o pérdida a reconocer en el estado financiero depende de si la entidad controlada vendida o contribuida constituye un negocio de acuerdo con la NIIF 3.

En 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 en diciembre de 2015.

Modificaciones a la NIC 1 - Clasificación de pasivos

En enero de 2020 el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 "Presentación de Estados Financieros" 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 2024), 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.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros. El Grupo decidió no aplicar anticipadamente dichas modificaciones.

Modificaciones a la NIC 1 y Documento de 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 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.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros. El Grupo decidió no aplicar anticipadamente dichas modificaciones.

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, permitiendo su aplicación anticipada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros. El Grupo decidió no aplicar anticipadamente dichas modificaciones.

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 “Impuesto a las Ganancias” 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, permitiendo su aplicación anticipada.

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 imponibles 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 emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas tendrá un efecto de exposición en las partidas que conforman los activos y pasivos impositivos diferidos, como consecuencia de agrupar las partidas según su naturaleza. El Grupo decidió no aplicar anticipadamente dichas modificaciones.

Modificaciones a la NIIF 16 - Arrendamientos

En septiembre de 2022 el IASB emitió modificaciones a la NIIF 16 relacionadas con la medición de los arrendamientos en transacciones de venta con arrendamiento posterior, dado que no especificaba como medir dichos arrendamientos en una fecha posterior a la fecha de su reconocimiento inicial, que resultan aplicables retroactivamente para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2024, permitiendo su aplicación anticipada.

Tras la modificación a la NIIF 16, el pasivo por arrendamiento originado en una venta con arrendamiento posterior requiere que el vendedor-arrendatario mida el pasivo por arrendamiento de forma tal que no reconozca un resultado por el derecho de uso que retiene, no impidiendo que reconozca un resultado por la terminación parcial o total del arrendamiento.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Grupo anticipa que la aplicación de las modificaciones mencionadas no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros. El Grupo decidió no aplicar anticipadamente dichas modificaciones.

Modificaciones a la NIC 1 y Documento de Práctica 2 - Pasivos no corrientes con cláusulas de compromisos asumidos (“covenants”)

En octubre de 2022 el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 relacionadas con la clasificación de pasivos no corrientes que incluyen covenants, que resultan aplicables retroactivamente para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2024, permitiendo su aplicación anticipada y en oportunidad a la aplicación de las modificaciones emitidas por el IASB sobre la clasificación de pasivos (ver apartado “Modificaciones a la NIC 1 - Clasificación de pasivos” de la presente Nota).

Las modificaciones aclaran que la clasificación de los acuerdos de préstamos con covenants como pasivos no corrientes puede verse afectada cuando una entidad deba cumplir dicho covenant en o antes de la fecha del período que se informa aun cuando el covenant se evalúe posteriormente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

Adicionalmente, se incorporan ciertos requisitos adicionales de revelación en nota que permita comprender a los usuarios de los estados financieros el riesgo de que el pasivo no corriente pueda convertirse en exigible dentro de los 12 meses siguientes al período que se informa.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, si bien el Grupo se encuentra en proceso de evaluar el impacto de la aplicación de estas modificaciones, espera que su aplicación no tendrá un impacto significativo en los estados financieros, excepto por revelaciones en nota adicionales que complementen la información que actualmente se presenta. El Grupo decidió no aplicar anticipadamente dichas modificaciones.

Adicionalmente resultan de aplicación obligatoria para los ejercicios iniciados en o a partir del 1 de enero de 2023 las modificaciones a la NIIF 17 “Contratos de seguro”, las cuales no fueron descritas 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 petróleo y gas natural

La estimación de las reservas de petróleo y gas natural son una parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo. El volumen de las reservas de petróleo y gas natural se utiliza para el cálculo de la depreciación, 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 el apartado “Provisión para deterioro de propiedades, planta y equipo” de la presente Nota).

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

Provisión para juicios y contingencias

El resultado final de la liquidación de denuncias, reclamos y litigios, como así también la calificación otorgada por 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 para juicios y contingencias registrada o la calificación otorgada la Sociedad.

Provisión para gastos de medioambiente y Provisión 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 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 función de la antigüedad de la situación ambiental, 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 provisionarias, sean requeridos.

En adición a las obligaciones legales para el abandono de pozos de hidrocarburos, se han provisionado obligaciones ambientales cuyas evaluaciones y/o saneamientos son probables y se pueden estimar razonablemente, en base al programa de remediación del Grupo. Cambios legislativos, en los costos y/o en las tecnologías 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

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

Impuesto a las ganancias e 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 que no son previstos de forma expresa por las leyes impositivas vigentes, 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. Ver Nota 17.

Provisión para deterioro de propiedades, planta y equipo

Los principales lineamientos utilizados en la estimación del importe recuperable de las propiedades, planta y equipo se detallan en las Notas 2.b.8) y 2.b.9).

La determinación de si un activo está deteriorado, y por cuánto, implica estimaciones del Grupo 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, el gas natural y los productos refinados, todo lo cual afecta los precios considerados en las proyecciones. Consecuentemente, para los activos de petróleo y gas natural, los flujos de efectivo futuros esperados se determinan utilizando la mejor estimación del Grupo 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, 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 del Grupo 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 de flujos 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 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 de petróleo y gas natural 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 precios de gas natural 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. No obstante, los supuestos de precios utilizados por la Sociedad pueden estar sujetos a cambios.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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

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



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

2.d) Información comparativa

Los saldos al 31 de diciembre de 2021 y 2020 que se exponen a efectos comparativos surgen de los estados financieros consolidados a dichas fechas, considerando los cambios en las cifras comparativas de acuerdo con lo mencionado en la Nota 2.b.1) y Nota 5 y desgloses adicionales de información no significativos.

Adicionalmente, a partir del presente ejercicio, el Grupo ha realizado un cambio de exposición del cargo por impuesto a los ingresos brutos a la línea de "Impuestos, tasas y contribuciones" en el rubro de "Gastos de comercialización" (ver Nota 26), el cual anteriormente se presentaba en el rubro de "Ingresos". La información comparativa para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 ha sido reexpresada. Los rubros de "Ingresos" y "Gastos de comercialización" se incrementaron en 43.617 y 23.328 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente. Dicho cambio no tuvo efectos en los estados de situación financiera, estados de cambios en el patrimonio, estados de flujos de efectivo, resultado operativo y resultado neto del Grupo.

3. ADQUISICIONES Y DISPOSICIONES

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, no existieron adquisiciones o disposiciones significativas.

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

Las actividades del Grupo lo exponen a una variedad de riesgos financieros: Riesgos de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez. 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 y/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, (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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)

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 2022:

	Incremento (+) / Disminución (-) en el tipo de cambio	Ganancia (Pérdida)
Efecto en el resultado antes de impuesto a las ganancias correspondiente a activos y pasivos financieros	+10% -10%	(864) 864

Sin embargo, durante el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2022 el tipo de cambio correspondiente al peso respecto del dólar sufrió una variación del 73%.

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 y/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/o 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 2022, según el tipo de tasa aplicable:

	Activos financieros ⁽¹⁾	Pasivos financieros ⁽²⁾
Tasa de interés fija	99.754	1.169.711
Tasa de interés variable	109	85.293
Total ⁽³⁾	99.863	1.255.004

(1) Incluye colocaciones transitorias a corto plazo, inversiones en activos financieros a costo amortizado, 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 7% del total de préstamos al 31 de diciembre de 2022 e incluyen ON, prefinanciaciones de exportaciones, financiaciones de importaciones y préstamos financieros con entidades locales e internacionales. La deuda a tasa de interés variable está sujeta principalmente a las oscilaciones de las tasas BADLAR, SOFR, LIBOR y CDI, de la cual 13.307 devengan una tasa de interés BADLAR más un margen de hasta 9,85%, 57.669 una tasa de interés SOFR más un margen entre 1,50% y 7,05%, 9.260 una tasa de interés LIBOR más un margen entre 1,50% y 8,50% y 2.070 a una tasa de interés CDI más un margen entre 2,75% y 6,00%.

En cuanto a los activos financieros, además de los préstamos con sociedades relacionadas y créditos de naturaleza comercial los cuales poseen una baja exposición al riesgo de tasa de interés, se incluyen principalmente depósitos a plazo fijo, letras y bonos del Tesoro y ON.

La estrategia del Grupo para cubrir el riesgo de tasa de interés se basa en mantener porcentajes relativamente bajos de deuda a tasa variable y la operación con instrumentos financieros derivados como cobertura siguiendo la política contable definida en la Nota 2.b.17).

En el cuadro a continuación se detalla la estimación del impacto en el resultado neto ante una variación en las tasas de interés variables en más o menos 100 puntos básicos ("p.b.") al 31 de diciembre de 2022:

	Incremento (+) / Disminución (-) en las tasas de interés	Ganancia (Pérdida)
Efecto en el resultado neto del ejercicio	+100 p.b. -100 p.b.	(506) 506

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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 2022 el Grupo no se vio afectado 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 2022 el valor total de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados del Grupo asciende a 72.553.

El siguiente cuadro brinda un detalle del efecto que tendría una variación del 10% en los precios de las inversiones en instrumentos financieros en el resultado antes de impuesto a las ganancias al 31 de diciembre de 2022:

	Incremento (+) / Disminución (-) en los precios	Ganancia (Pérdida)
Efecto en el resultado antes de impuesto a las ganancias	+10% -10%	7.255 (7.255)

El Grupo no utiliza instrumentos financieros derivados para cubrir los riesgos asociados a la fluctuación del precio de commodities como así tampoco al riesgo de precio 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, los precios internacionales de los productos refinados, 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, 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 y procurando, a su vez, mantener una relación razonable entre los precios locales de los crudos y los combustibles, la exposición al riesgo de precio dependerá de otros factores críticos (incluyendo, pero no limitado a, cambios abruptos 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 2022 las entregas de petróleo 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 2022 las disponibilidades de liquidez alcanzan los 136.874, considerando efectivo por 65.407 y otros activos financieros líquidos por 71.467. Adicionalmente, el Grupo cuenta con otras inversiones de libre disponibilidad por 42.236 incluidas en el rubro de “Inversiones en activos financieros” (ver Nota 14). Las líneas de crédito bancarias no comprometidas junto con el mercado de capitales nos proporcionan una fuente importante de financiamiento. Asimismo, YPF tiene capacidad de emitir deuda adicional bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

En base a las restricciones dispuestas por el BCRA para el acceso al Mercado de Cambios sobre los vencimientos de capital de endeudamientos financieros con el exterior y emisiones de títulos de deuda denominados en moneda extranjera programados hasta el 31 de diciembre de 2022, 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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)

En el cuadro a continuación se analizan los vencimientos de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2022:

	2022						Total
	Vencimiento						
	De 0 a 1 año	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años	A más de 5 años	
Pasivos financieros							
Pasivos por arrendamientos	52.061	27.933	11.339	4.014	2.210	2.728	100.285
Préstamos	201.808	179.628	252.141	59.930	192.904	368.593	1.255.004
Otros pasivos ⁽¹⁾	2.359	217	71	1.210	-	1.804	5.661
Cuentas por pagar ⁽¹⁾	444.372	83	-	-	-	945	445.400
	700.600	207.861	263.551	65.154	195.114	374.070	1.806.350

(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 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 2022 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, el indicador de cobertura de intereses no hubiera sido cumplido, lo cual podría haber acelerado los vencimientos de estos pasivos financieros. No obstante, los acreedores financieros consintieron formalmente en dispensar a Metrogas de su obligación contractual de dar cumplimiento a dicho indicador financiero al 31 de diciembre de 2022.

• 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 excedentes temporarios de caja en colocaciones de alta liquidez en instituciones financieras en Argentina y en el exterior con alta calificación crediticia. En el curso normal de sus negocios y sobre la base de análisis crediticios realizados en forma continua, el Grupo otorga crédito a sus clientes y a ciertas compañías relacionadas.

Asimismo, se imputa en el estado de resultados integrales el cargo por créditos de cobro dudoso sobre la base de información específica de sus clientes.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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



4. ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (cont.)

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo al 31 de diciembre de 2022, distinguiendo por tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se detalla a continuación:

	<u>Exposición máxima</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	136.874
Inversiones en activos financieros	92.153
Otros activos financieros	333.915

Considerando la exposición máxima al riesgo de crédito 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 144.286 y representan un 34%, 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 2022:

	<u>Créditos por ventas corrientes</u>	<u>Otros créditos corrientes</u>
Vencidos con menos de 3 meses	15.621	1.710
Vencidos entre 3 y 6 meses	19.642	507
Vencidos con más de 6 meses	27.504	870
	<u>62.767</u>	<u>3.087</u>

A dicha fecha, la provisión para deudores por ventas de cobro dudoso asciende a 23.198 y la provisión para otros créditos financieros de cobro dudoso a 101. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas crediticias 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 de 154.657, 75.622 y 38.302 al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 el Grupo no ejecutó garantías.

5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

Los distintos segmentos de negocio 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, explotación 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 natural producido al segmento de Gas y Energía.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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 de gas natural a terceros y al segmento de Downstream, y su comercialización; (ii) la operación comercial y técnica de las terminales de regasificación de GNL en Escobar y Bahía Blanca, a través de la contratación de buques regasificadores; (iii) el acondicionamiento y procesamiento de gas natural; (iv) la distribución de gas natural; (v) la separación de gas natural; y (vi) la generación de energía eléctrica térmica convencional y energía renovable a través de sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos. Hasta el período finalizado al 30 de junio de 2020 el segmento de Gas y Energía obtuvo ingresos por el transporte y la comercialización de GNL a terceros y al segmento de Downstream.

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.1)), el segmento de Gas y Energía devenga una comisión a su favor con el segmento Upstream por realizar dicha comercialización.

Con fecha 1 de enero de 2022 ciertos activos relacionados con el transporte, acondicionamiento y procesamiento de gas natural para la separación de gasolina, propano y butano gestionados previamente por el segmento de Upstream han sido agrupados en la nueva UGE Midstream Gas dentro del segmento de Gas y Energía. Debido a que se trata de un nuevo modelo de gestión de los líquidos de gas natural no existente en ejercicios anteriores, no se ha dado efecto retroactivo a la información de segmentos de negocio. Adicionalmente, los activos transferidos y el resultado operativo no son significativos.

• 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; y (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, Comercio Internacional y Transporte, Lubricantes y Especialidades, y Ventas a Compañías.

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

• Administración central y otros

Abarca las restantes actividades realizadas por el Grupo que no se encuadran en los segmentos de negocio antes mencionados, 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 de cada segmento de negocio han sido determinados después de los ajustes de consolidación.

La Dirección de la Sociedad respaldada por cambios organizacionales y la evolución de las actividades del Grupo derivaron, a partir del presente ejercicio, en una presentación de información por segmentos de negocio más detallada en dólares, la moneda funcional de la Sociedad (ver Nota 2.b.1)), de acuerdo a cómo la máxima autoridad en la toma de decisiones evalúa la estrategia de negocios del Grupo. La información comparativa para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 ha sido reexpresada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020



5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (cont.)

	En millones de dólares						En millones de pesos
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros	Ajustes de consolidación ⁽¹⁾	Total	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022							
Ingresos	51	16.016	2.304	386	-	18.757	2.526.466
Ingresos intersegmento	7.134	109	391	779	(8.413)	-	-
Ingresos	<u>7.185</u>	<u>16.125</u>	<u>2.695</u>	<u>1.165</u>	<u>(8.413)</u>	<u>18.757</u>	<u>2.526.466</u>
Resultado operativo	1.306 ⁽⁴⁾	1.523	90	(401)	(36)	2.482	297.616
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	256	195	(5)	-	446	58.082
Resultados financieros, netos						128	43.478
Resultado antes de impuesto a las ganancias						3.056	399.176
Impuesto a las ganancias						(822)	(108.912)
Resultado neto del ejercicio						2.234	290.264
Inversiones en propiedades, planta y equipo	3.378	837	78	166	-	4.459	643.471
Inversiones en activos por derecho de uso	204	102	-	-	-	306	45.328
Activo	<u>11.317</u>	<u>9.980</u>	<u>2.765</u>	<u>2.018</u>	<u>(168)</u>	<u>25.912</u>	<u>4.588.159</u>
<i>Información adicional</i>							
Depreciación de propiedades, planta y equipo ⁽³⁾	1.935	477	48	91	-	2.551	338.019
Amortización de activos intangibles	-	29	12	2	-	43	6.252
Depreciación de activos por derecho de uso	140	59	20	-	(5)	214	28.300
Deterioro de propiedades, planta y equipo ⁽²⁾	123	-	-	-	-	123	18.427
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021							
Ingresos	49	11.220	2.069	344	-	13.682	1.315.633
Ingresos intersegmento	5.820	64	161	484	(6.529)	-	-
Ingresos	<u>5.869</u>	<u>11.284</u>	<u>2.230</u>	<u>828</u>	<u>(6.529)</u>	<u>13.682</u>	<u>1.315.633</u>
Resultado operativo	66 ⁽⁴⁾	945	10	(184)	(138)	699	58.170
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	153	134	-	-	287	26.977
Resultados financieros, netos						(271)	(21.546)
Resultado antes de impuesto a las ganancias						715	63.601
Impuesto a las ganancias						(699)	(64.409)
Resultado neto del ejercicio						16	(808)
Inversiones en propiedades, planta y equipo	2.162	406	27	71	-	2.666	259.988
Inversiones en activos por derecho de uso	172	105	7	-	-	284	27.745
Activo	<u>10.481</u>	<u>8.597</u>	<u>2.570</u>	<u>1.775</u>	<u>(133)</u>	<u>23.290</u>	<u>2.390.068</u>
<i>Información adicional</i>							
Depreciación de propiedades, planta y equipo ⁽³⁾	2.249	456	28	83	-	2.816	267.686
Amortización de activos intangibles	-	39	8	4	-	51	4.833
Depreciación de activos por derecho de uso	129	61	17	-	(6)	201	19.200
Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles ⁽²⁾	115	-	-	-	-	115	11.258

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023

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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****5. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS (cont.)**

	En millones de dólares						En millones de pesos
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros	Ajustes de consolidación ⁽¹⁾	Total	Total
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020							
Ingresos	33	7.814	1.656	187	-	9.690	692.514
Ingresos intersegmento	4.222	48	116	368	(4.754)	-	-
Ingresos	4.255	7.862	1.772	555	(4.754)	9.690	692.514
Resultado operativo	(444) ⁽⁴⁾	89	(272)	(290)	113	(804)	(58.397)
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	-	57	131	-	-	188	13.270
Resultados financieros, netos						(221)	(11.301)
Resultado antes de impuesto a las ganancias						(837)	(56.428)
Impuesto a las ganancias						(184)	(14.589)
Resultado neto del ejercicio						(1.021)	(71.017)
Inversiones en propiedades, planta y equipo	886	319	58	62	-	1.325	96.278
Inversiones en activos por derecho de uso	148	1	-	-	-	149	11.421
Activo	10.876	7.694	2.490	1.818	4	22.882	1.923.225
<i>Información adicional</i>							
Depreciación de propiedades, planta y equipo ⁽³⁾	1.854	484	23	99	-	2.460	171.452
Amortización de activos intangibles	1	39	3	5	-	48	3.428
Depreciación de activos por derecho de uso	129	90	40	-	(5)	254	17.873
Deterioro / (Recupero) de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, netos ⁽²⁾	45	-	7	1	-	53	(6.851)

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

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

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

(4) Incluye US\$ (26) millones, US\$ (10) millones y US\$ (49) millones de perforaciones exploratorias improductivas al 31 de diciembre 2022, 2021 y 2020.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023HORACIO 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 9 - MARZO - 2023DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

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 2022, 2021 y 2020, como así también las propiedades, planta y equipo por áreas geográficas al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

	Ingresos			Propiedades, planta y equipo		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020
Argentina	2.220.123	1.161.637	607.335	3.098.568	1.642.156	1.379.191
Países del Mercosur y asociados	146.156	63.844	28.479	1.738	103	336
Resto del mundo	106.655	65.905	23.620	-	-	-
Europa	53.532	24.247	33.080	-	-	-
	<u>2.526.466</u>	<u>1.315.633</u>	<u>692.514</u>	<u>3.100.306</u>	<u>1.642.259</u>	<u>1.379.527</u>

Los activos intangibles y los activos por derechos de uso se localizan geográficamente en Argentina.

Al 31 de diciembre de 2022 ningún cliente del exterior 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 el rubro expuesto en el estado de situación financiera, según corresponda. Debido a que los rubros de "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

	2022				
	Activos financieros a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal activos financieros	Activos no financieros	Total
Otros créditos ⁽¹⁾	43.489	-	43.489	139.042	182.531
Créditos por ventas ⁽²⁾	290.426	-	290.426	-	290.426
Inversiones en activos financieros	79.124	13.029	92.153	-	92.153
Efectivo y equivalentes de efectivo	77.350	59.524	136.874	-	136.874
	<u>490.389</u>	<u>72.553</u>	<u>562.942</u>	<u>139.042</u>	<u>701.984</u>
	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>

(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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020



6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (cont.)

Pasivos financieros

2022				
	Pasivos financieros a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Subtotal pasivos financieros	Pasivos no financieros
				Total
Pasivos por arrendamientos	100.285	-	100.285	-
Préstamos	1.255.004	-	1.255.004	-
Otros pasivos	5.661	-	5.661	-
Cuentas por pagar	445.400	-	445.400	10.045
	1.806.350	-	1.806.350	10.045
				1.816.395
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	-
Préstamos	757.215	-	757.215	-
Otros pasivos	4.436	-	4.436	-
Cuentas por pagar	195.423	-	195.423	7.016
	1.012.696	-	1.012.696	7.016
				1.019.712
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	-
Préstamos	678.306	-	678.306	-
Otros pasivos	12.023	-	12.023	-
Cuentas por pagar	139.219	-	139.219	5.874
	875.818	-	875.818	5.874
				881.692

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

2022		
	Activos / Pasivos financieros y no financieros a costo amortizado	Activos / Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados
		Total
Intereses ganados	46.194	-
Intereses perdidos	(97.661)	-
Actualizaciones financieras, netas	(31.817)	-
Diferencias de cambio, netas	72.439	-
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	-	19.186
Resultado por instrumentos financieros derivados	-	(1.130)
Resultado por transacciones con activos financieros	-	-
Resultado por canje de instrumentos financieros	-	-
Resultado por canje de deuda	-	-
Resultado por la posición monetaria neta	36.267	-
	25.422	18.056
		43.478

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023

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

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



6. INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR CATEGORÍA (cont.)

	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
	(31.367)	9.821	(21.546)

	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
	(25.419)	14.118	(11.301)

(1) Ver apartado "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 el apartado "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:

- (i) 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.
- (ii) 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.
- (iii) 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 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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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° 202GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73



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 2022, 2021 y 2020 y su asignación a la jerarquía de valor razonable:

Activos financieros	2022			Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	
Inversiones en activos financieros: ⁽¹⁾				
- Títulos públicos	13.029	-	-	13.029
	13.029	-	-	13.029
Efectivo y equivalentes de efectivo:				
- Fondos comunes de inversión	59.524	-	-	59.524
	59.524	-	-	59.524
	72.553	-	-	72.553
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

(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 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 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).

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 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023

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

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



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 2022 han habido cambios en las circunstancias macroeconómicas, principalmente el incremento del riesgo país y la consecuente caída de las cotizaciones de los títulos públicos, sin embargo, las mismas no afectaron significativamente los instrumentos financieros valuados a valor razonable del Grupo.

La política del Grupo es reconocer las transferencias entre las distintas jerarquías 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 2022, 2021 y 2020 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 1.029.019, 562.653 y 560.267 al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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

	2022	2021	2020
Valor residual de activos intangibles	75.086	47.474	41.245
Provisión por deterioro de activos intangibles	(7.034)	(4.460)	(2.126)
	<u>68.052</u>	<u>43.014</u>	<u>39.119</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****7. ACTIVOS INTANGIBLES (cont.)**

La evolución de los activos intangibles del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 es la siguiente:

	Concesiones de servicios	Derechos de exploración	Otros intangibles	Total
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
Costos				
Aumentos	1.049	715	870	2.634
Efecto 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)
Amortización acumulada				
Aumentos	2.659	-	769	3.428
Efecto 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
Costos				
Aumentos	2.380	34	694	3.108
Efecto 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)
Amortización acumulada				
Aumentos	3.485	-	1.348	4.833
Efecto 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
Costos				
Aumentos	3.483	-	691	4.174
Efecto de conversión	68.572	9.893	27.427	105.892
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	6.363	6.363
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	(4.346)	-	(4.346)
Amortización acumulada				
Aumentos	3.560	-	2.692	6.252
Efecto de conversión	49.484	-	26.628	76.112
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	2.107	2.107
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	-	-	-	-
Valor de origen	165.179	19.557	80.186	264.922
Amortización acumulada	119.496	-	70.340	189.836
Saldos al 31 de diciembre de 2022	45.683	19.557	9.846	75.086

(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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 184 - Fº 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 233 - Fº 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****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 2022, 2021 y 2020:

	2022	2021	2020
Saldo al inicio del ejercicio	4.460	2.126	429
Aumentos con cargo a resultados	-	1.482	1.399
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	-	-	152
Diferencias de conversión	2.574	852	146
Saldo al cierre del ejercicio	7.034	4.460	2.126

(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

	2022	2021	2020
Valor residual de propiedades, planta y equipo	3.233.211	1.721.628	1.456.148
Provisión para materiales y equipos obsoletos	(26.671)	(12.576)	(11.267)
Provisión por deterioro de propiedades, planta y equipo	(106.234)	(66.793)	(65.354)
	3.100.306	1.642.259	1.379.527

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023

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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020
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 2022, 2021 y 2020 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	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	210.665	9.091	62.423	194.585	11.386	5.900	25.864	20.766	12.665	1.156.950
Costos												
Aumentos	62	(13.412)	1.724	119	33.422	72.162	152	121	-	1.587	341	96.278
Efecto 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)
Depreciación acumulada												
Aumentos	2.054	171.786	27.195	1.679	-	-	-	4.092	4.493	1.287	1.727	214.313
Efecto 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)
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
Efecto 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
Efecto 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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023

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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020
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	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
Costos												
Aumentos	141	49.165	9.433	1.654	129.830	441.811	6.152	181	-	-	5.104	643.471
Efecto de conversión	86.377	3.647.068	634.515	32.957	75.915	218.533	2.401	58.485	99.489	-	47.208	4.902.948
Ajuste por inflación ⁽⁵⁾	19.713	-	-	5.440	2.060	6.441	-	3.239	-	96.791	23.621	157.305
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	3.095	271.295	38.007	3.058	(105.285)	(268.710)	(6.299)	2.599	3.004	6.171	384	(52.681)
Depreciación acumulada												
Aumentos	3.971	279.232	49.531	3.579	-	-	-	7.319	8.814	3.326	4.611	360.383
Efecto de conversión	42.174	3.087.200	397.826	22.904	-	-	-	52.743	67.230	-	36.278	3.706.355
Ajuste por inflación ⁽⁵⁾	10.376	-	-	3.617	-	-	-	2.872	-	49.332	15.453	81.650
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(55)	(4.752)	(55)	(1.079)	-	-	-	8	(1.349)	(1.475)	(171)	(8.928)
Valor de origen	247.293	8.868.357	1.536.447	93.406	211.034	687.431	6.482	147.220	237.965	205.073	164.943	12.405.651
Depreciación acumulada	123.791	7.488.710	972.786	63.640	-	-	-	135.000	163.929	103.227	121.357	9.172.440
Saldos al 31 de diciembre de 2022	123.502	1.379.647	563.661	29.766	211.034	687.431	6.482	12.220	74.036	101.846	43.586	3.233.211

(1) Incluye 58.927, 36.541 y 34.801 de propiedad minera al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

(2) Corresponde a 23 pozos exploratorios al 31 de diciembre de 2022. Durante el ejercicio finalizado en dicha fecha se han iniciado 17 pozos, 7 pozos han sido cargados a gastos de exploración y 6 pozos han sido transferidos a propiedades con reservas probadas en la cuenta de "Propiedad minera, pozos y equipos de explotación".

(3) Incluye 382, 134 y 1.256 de valor residual imputado a provisiones de propiedades, planta y equipo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

(4) Incluye 47.323, 3.349 y (13.918) de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos y 3.405, 3 y 12.492 de recupero de depreciaciones, por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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 5.814, 1.003 y 599 correspondientes a los arrendamientos de corto plazo al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente; incluye 614, 658 y 1.669 correspondientes al cargo variable de los arrendamientos relacionados con el rendimiento y/o uso del activo subyacente al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente. Adicionalmente, incluye 7.439, 4.166 y 3.789 correspondientes a la capitalización de la depreciación de activos por derecho de uso al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 (ver Nota 9); y 1.790, 1.020 y 967 correspondientes a la capitalización de la actualización financiera del pasivo por arrendamiento al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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 bloque Loma de La Mina. Ver Nota 34.a).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****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 2022, 2021 y 2020 la tasa de capitalización ha sido del 8,19%, 8,47% y 9,70%, respectivamente, y el monto activado por dicho concepto ha ascendido a 1.606, 1.080 y 867, 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 2022, 2021 y 2020:

	2022	2021	2020
Saldo al inicio del ejercicio	12.576	11.267	6.610
Aumentos con cargo a resultados	4.775	593	1.977
Disminuciones con cargo a resultados	-	(1.676)	(1)
Aplicaciones por utilización	(382)	(98)	(6)
Diferencias de conversión	9.624	2.485	2.687
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	78	5	-
Saldo al cierre del ejercicio	26.671	12.576	11.267

(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 2022, 2021 y 2020:

	2022	2021	2020
Saldo al inicio del ejercicio	66.793	65.354	81.329
Aumentos con cargo a resultados	18.427	9.776	57.920
Disminuciones con cargo a resultados	-	-	(66.170)
Aplicaciones por utilización	-	(36)	(1.250)
Depreciaciones ⁽¹⁾	(22.364)	(21.274)	(42.861)
Diferencias de conversión	42.678	12.820	36.386
Ajuste por inflación ⁽²⁾	700	236	-
Transferencias y otros movimientos	-	(83)	-
Saldo al cierre del ejercicio	106.234	66.793	65.354

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

(2) 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.

El Grupo estima el importe recuperable de las propiedades, planta y equipo de acuerdo con los lineamientos y la metodología mencionada en las Notas 2.b.8), 2.b.9) y 2.c).

El Grupo monitorea permanentemente las perspectivas en los negocios donde opera. En relación con el mercado de gas natural, en los últimos años se establecieron incentivos para incrementar la inyección total de gas natural. A partir de 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 local, lo cual generó una caída en la producción de gas natural debido a la falta de incentivos para desarrollar proyectos. Consecuentemente, el 16 de noviembre de 2020 el Gobierno Nacional aprobó el Plan GasAr 2020-2024 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 local. Posteriormente, y con el mismo objetivo, el 4 de noviembre de 2022 el Gobierno Nacional aprobó el Plan GasAr 2023-2028. En este marco, YPF asumió compromisos de producción de gas natural en la cuenca Neuquina. Ver Nota 35.d.1).

Durante el año 2020 en el mercado local de gas natural se observó una reducción en el precio de venta del gas natural que se profundizó a partir del segundo trimestre, principalmente a partir de los menores precios de venta a las distribuidoras y menores precios obtenidos en las subastas de gas natural al canal usinas. En el segundo trimestre del 2020, 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), las cuales agrupan para cada cuenca los activos de campos con reservas principalmente de gas natural, generado principalmente por una reducción esperada en los precios del gas natural 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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



8. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO (cont.)

Posteriormente, en el cuarto trimestre de 2020, a partir fundamentalmente del lanzamiento del Plan GasAr 2020-2024, se modificaron las expectativas vinculadas con el desarrollo de proyectos de gas natural 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, 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.

El valor contable de los activos netos de la UGE Gas - Cuenca Neuquina es de 249.884 y se aproximaba 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 2020-2024 en dicha cuenca.

Al 30 de septiembre de 2022, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo de la UGE Gas - Cuenca Austral de 14.108 (9.170 netos del impuesto a las ganancias), generado principalmente por incrementos en los costos de producción.

Al 31 de diciembre de 2022, el Grupo reconoció un cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo de la UGE Gas - Cuenca Austral adicional de 4.319 (2.808 netos del impuesto a las ganancias), generado principalmente 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 2022 ha sido del 14,80%, siendo el valor recuperable después de impuestos a dicha fecha de la UGE Gas - Cuenca Austral de 11.428.

El valor contable de los activos netos de la UGE Gas - Cuenca Neuquina es de 457.731 y se aproxima a su valor recuperable al 31 de diciembre de 2022, 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 Gas Ar 2020-2024 y Plan GasAr 2023-2028 en dicha cuenca.

El Grupo continuará analizando las perspectivas de las variables mencionadas anteriormente para seguir evaluando su impacto en los flujos de fondos esperados.

A continuación se expone la evolución que han tenido los costos de los pozos exploratorios que al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 se encuentran en estado de evaluación:

	2022	2021	2020
Saldo al inicio del ejercicio	1.993	2.536	8.456
Incrementos pendientes de determinación de reservas	2.679	601	86
Disminuciones imputadas en gastos de exploración	(503)	-	(1.174)
Reclasificaciones hacia propiedad minera, pozos y equipos de perforación con reservas probadas	(2.577)	(1.533)	(6.760)
Diferencias de conversión	1.019	389	1.928
Saldo al cierre del ejercicio	2.611	1.993	2.536

Al 31 de diciembre de 2022 no existen pozos exploratorios en evaluación por un período mayor a 1 año.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 184 - Fº 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 233 - Fº 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, a menos que se indique lo contrario)

**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 2022, 2021 y 2020 es la siguiente:

	Terrenos y edificios	Instalaciones y equipos de explotación	Maquinarias y equipos	Estaciones de servicio	Equipos de transporte	Total
Valor de origen	1.026	23.286	32.966	5.423	13.182	75.883
Depreciación acumulada	253	6.682	3.741	777	3.039	14.492
Saldos al 31 de diciembre de 2019	773	16.604	29.225	4.646	10.143	61.391
<u>Costos</u>						
Aumentos	11	4.116	4.781	97	2.416	11.421
Efecto 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⁾
Efecto 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	728	12.412	9.741	2.198	11.510	36.589
Saldos al 31 de diciembre de 2020	622	14.965	15.297	5.506	7.691	44.081
<u>Costos</u>						
Aumentos	1.734	3.843	2.702	1.098	18.368	27.745
Efecto 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⁾
Efecto 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	1.125	22.713	16.822	3.738	12.289	56.687
Saldos al 31 de diciembre de 2021	2.272	13.395	11.986	6.538	19.069	53.260
<u>Costos</u>						
Aumentos	402	21.655	2.330	676	20.265	45.328
Efecto de conversión	2.347	30.633	21.376	6.025	25.259	85.640
Ajuste por inflación ⁽²⁾	66	-	-	2.012	-	2.078
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(391)	(878)	(2.324)	(1.407)	(11.212)	(16.212)
<u>Depreciación acumulada</u>						
Aumentos	1.092	10.878	7.529	1.626	14.614	35.739 ⁽¹⁾
Efecto de conversión	1.199	19.894	14.611	2.288	13.198	51.190
Ajuste por inflación ⁽²⁾	63	-	-	951	-	1.014
Disminuciones, reclasificaciones y otros movimientos	(161)	(214)	(1.911)	(797)	(10.514)	(13.597)
Valor de origen	5.821	87.518	50.190	17.582	65.670	226.781
Depreciación acumulada	3.318	53.271	37.051	7.806	29.587	131.033
Saldos al 31 de diciembre de 2022	2.503	34.247	13.139	9.776	36.083	95.748

(1) Incluye 28.300, 19.200 y 17.873 que fueron imputados a la línea de "Depreciación de activos por derecho de uso" en el estado de resultados integrales por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente (ver Nota 26); e incluye 7.439, 4.166 y 3.789 que fueron activados en el rubro de "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).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 184 - Fº 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 233 - Fº 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, a menos que se indique lo contrario)

**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 2022, 2021 y 2020:

	2022	2021	2020
Valor de las inversiones en asociadas	30.525	16.450	9.938
Valor de las inversiones en negocios conjuntos	306.650	140.475	97.186
Provisión para desvalorización de participaciones en asociadas y negocios conjuntos	-	-	(12)
	<u>337.175</u>	<u>156.925</u>	<u>107.112</u>

Los principales movimientos ocurridos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 que han afectado el valor de las inversiones antes mencionadas corresponden a:

	2022	2021	2020
Saldo al inicio del ejercicio	156.925	107.112	67.590
Adquisiciones y aportes	270	-	-
Resultado por participación en asociadas y negocios conjuntos	58.082	26.977	13.270
Diferencias de conversión	123.223	24.801	26.458
Dividendos distribuidos	(12.157)	(5.499)	(2.717)
Ajuste por inflación ⁽¹⁾	10.749	3.534	2.511
Capitalización en asociadas y negocios conjuntos	83	-	-
Saldo al cierre del ejercicio	<u>337.175</u>	<u>156.925</u>	<u>107.112</u>

(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 2022, 2021 y 2020. Se ha ajustado, de corresponder, los valores informados por dichas sociedades para adaptarlos a las políticas contables de la Sociedad para el cálculo del valor patrimonial proporcional en las fechas antes mencionadas:

	Asociadas			Negocios conjuntos		
	2022	2021	2020	2022	2021	2020
Resultado neto	1.714	4.068	1.618	56.368	22.909	11.652
Otros resultados integrales	13.732	3.434	2.844	120.240	24.901	26.125
Resultado integral del ejercicio	<u>15.446</u>	<u>7.502</u>	<u>4.462</u>	<u>176.608</u>	<u>47.810</u>	<u>37.777</u>

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020**

(Importes expresados en millones de pesos argentinos, a menos que se indique lo contrario)

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

La información financiera correspondiente a los activos y pasivos de YPF EE al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, así como los resultados por los ejercicios finalizados en dichas fechas se detallan a continuación:

	2022 ⁽¹⁾	2021 ⁽¹⁾	2020 ⁽¹⁾
Total del activo no corriente	325.583.892	183.766.965	148.384.348
Efectivo y equivalentes de efectivo	16.684.788	9.934.020	18.037.688
Otros activos corrientes	31.531.592	14.915.511	12.621.598
Total del activo corriente	48.216.380	24.849.531	30.659.286
Total del activo	<u>373.800.272</u>	<u>208.616.496</u>	<u>179.043.634</u>
Pasivos financieros (excluido Cuentas por pagar, Provisiones y Otros pasivos)	127.658.505	66.917.212	59.723.738
Otros pasivos no corrientes	17.103.150	13.709.191	10.466.414
Total del pasivo no corriente	144.761.655	80.626.403	70.190.152
Pasivos financieros (excluido Cuentas por pagar, Provisiones y Otros pasivos)	26.591.063	19.971.710	29.334.422
Otros pasivos corrientes	19.627.928	13.238.929	8.724.257
Total del pasivo corriente	46.218.991	33.210.639	38.058.679
Total del pasivo	<u>190.980.646</u>	<u>113.837.042</u>	<u>108.248.831</u>
Total del patrimonio	<u>182.819.626</u>	<u>94.779.454</u>	<u>70.794.803</u>
Dividendos cobrados	4.500.000	-	-
	2022 ⁽¹⁾	2021 ⁽¹⁾	2020 ⁽¹⁾
Ingresos	63.495.872	42.022.697	21.416.226
Intereses ganados	5.312.155	1.727.851	1.136.718
Depreciaciones y amortizaciones	14.008.278	9.169.005	5.005.949
Intereses perdidos	(8.928.668)	(7.566.187)	(4.454.799)
Impuesto a las ganancias	(1.467.996)	(8.048.674)	(3.796.932)
Resultado operativo	32.303.884	21.363.697	11.366.487
Resultado neto	17.519.993	6.318.135	5.910.648
Otros resultados integrales	76.520.179	17.666.516	19.345.395
Resultado integral	<u>94.040.172</u>	<u>23.984.651</u>	<u>25.256.043</u>

(1) La información financiera surge de los estados financieros consolidados de YPF EE y los importes se encuentran expresados en miles de pesos. 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 aquí revelada.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (cont.)**

A continuación se detalla la información de subsidiarias:

Características de los valores					Información sobre el ente emisor						
Denominación y Emisor	Clase	Valor nominal		Cantidad	Actividad principal	Domicilio legal	Últimos estados financieros disponibles				Participación sobre capital social
							Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio	
Subsidiarias:											
YPF Internacional ^(R)	Ordinarias	Bs.	100	66.897	Inversión	Calle La Plata 19, Santa Cruz de La Sierra, Bolivia	31/12/2022	415	(13)	212	100,00%
YPF Holdings ^(R)	Ordinarias	US\$	0,01	810.513	Inversión y financiera	10333 Richmond Avenue I, Suite 1050, Texas, Estados Unidos	31/12/2022	143.509	(14.208)	(52.296)	100,00%
OPESSA	Ordinarias	\$	1	163.701.747	Gestión comercial de estaciones de servicio de propiedad de YPF	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2022	164	626	14.829	99,99%
AESA	Ordinarias	\$	1	12.518.717.256	Servicios de ingeniería y construcción	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2022	12.519	148	29.191	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.	31/12/2022	569	5.814	39.544	70,00%
YPF Chile ^(R)	Ordinarias	-	-	115.058.933	Compraventa de lubricantes y combustibles de aviación y estudio y exploración de hidrocarburos	Villarica 322, Módulo B1, Qilicura, Santiago, Chile	31/12/2022	8.085	1.941	9.527	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	31/12/2022	459	(597)	11.157	51,00%

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020
10. INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS (cont.)

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

2022													2021	2020	
Denominación y Emisor	Características de los valores					Información sobre el ente emisor								Valor registrado ⁽²⁾	Valor registrado ⁽²⁾
	Clase	Valor nominal	Cantidad	Valor registrado ⁽²⁾	Costo ⁽¹⁾	Actividad principal	Domicilio legal	Fecha	Capital social	Resultado	Patrimonio	Participación sobre capital social			
Negocios conjuntos: ⁽⁶⁾															
YPF EE ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 1	2.810.302.500	137.413	-	Exploración, explotación, industrialización y comercialización de hidrocarburos y generación, transporte y comercialización de energía eléctrica	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	31/12/2022	3.747	17.520	182.820	75,00%	71.685	53.609	
MEGA ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 1	244.246.140	28.995	-	Separación, fraccionamiento y transporte de líquidos de gas natural	San Martín 344, Piso 10, Buenos Aires, Argentina	30/9/2022	643	17.519	75.776	38,00%	11.348	7.733	
Profertil ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 1	391.291.320	79.584	-	Producción y venta de fertilizantes	Alicia Moreau de Justo 740, Piso 3, Buenos Aires, Argentina	31/12/2022	783	59.844	159.141	50,00%	28.358	16.951	
Refinor	Ordinarias	\$ 1	45.803.500	6.280	-	Refinación	Maipú 1, Piso 2, Buenos Aires, Argentina	30/9/2022	92	9	11.395	50,00%	3.237	2.220	
OLCLP ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 1	738.139.164	4.365	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	31/12/2022	868	2.419	7.056	85,00%	1.657	1.143	
CT Barragán ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 1	4.279.033.952	47.489	4.348	Producción y generación de energía eléctrica	Maipú 1, Buenos Aires, Argentina	31/12/2022	8.558	9.343	95.004	50,00%	23.307	14.981	
				304.126	5.086								139.592	96.637	
Asociadas:															
Oldelval ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 10	4.072.749	10.336	158	Transporte de petróleo por ducto	Florida 1, Piso 10, Buenos Aires, Argentina	31/12/2022	110	3.800	32.914	37,00%	4.856	2.998	
Termap	Ordinarias	\$ 10	476.034	3.603	-	Almacenamiento y despacho de petróleo	Av. Leandro N. Alem 1180, Piso 11, Buenos Aires, Argentina	30/9/2022	14	(633)	9.216	33,15%	2.464	1.295	
Oil tanking ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 10	351.167	4.683	-	Transporte y almacenamiento de hidrocarburos	Terminal Marítima Puerto Rosales, Provincia de Buenos Aires, Argentina.	30/9/2022	12	3.286	11.983	30,00%	1.931	1.145	
CDS ⁽⁶⁾	Ordinarias	\$ 0,01	11.870.716.511	5.025	-	Generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque	Pasaje Ingeniero Butty 220, Piso 16, Buenos Aires, Argentina	31/12/2022	1.158	(4.238)	48.842	10,25% ⁽⁴⁾	2.788	2.079	
YPF Gas	Ordinarias	\$ 1	59.821.434	5.947	-	Fraccionamiento, envasado, distribución y transporte de gas para uso industrial y/o doméstico	Macacha Güemes 515, Buenos Aires, Argentina	30/9/2022	176	1.501	18.087	33,99%	3.079	1.655	
Otras sociedades:															
Diversas ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00%	2.215	1.315	
				33.049	124								17.333	10.487	
				337.175	5.210								156.925	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 las políticas contables a las de YPF.

(3) Incluye GPA, OTC, OTA, Bizoy S.A., Bioceres S.A. y Petrofaro S.A.

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

(5) En función de lo estipulado en el convenio de accionistas existe control conjunto de parte de los accionistas en esta sociedad.

(6) Se ha definido el dólar como la moneda funcional de esta sociedad.

(7) Adicionalmente se consideran YPF Services USA Corp., YPF Brasil, Wokler Investment S.A., YPF Colombia S.A.S., Mwen S.A., Ele ran, Lestery S.A., YPF Perú, YPF Ventures, Metroenergía e YPF Liño S.A.U.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****11. INVENTARIOS**

	2022	2021	2020
Productos destilados	202.465	105.123	59.971
Petróleo crudo y gas natural	79.511	37.521	33.066
Productos en proceso	9.083	3.500	1.966
Materia prima, envases y otros	16.707	7.783	5.134
	<u>307.766</u> ⁽¹⁾	<u>153.927</u> ⁽¹⁾	<u>100.137</u> ⁽¹⁾

(1) Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 el costo de los inventarios no supera su valor neto de realización.

12. OTROS CRÉDITOS

	2022		2021		2020	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores por servicios y ventas de otros activos	2.238	663	2.091	1.950	548	2.330
Créditos de impuestos y reembolsos por exportaciones	27.086	61.958	15.263	14.616	9.283	10.060
Préstamos a terceros y saldos con sociedades relacionadas ⁽¹⁾	1.750	5.359	975	1.617	814	997
Depósitos en garantía	2	961	2	3.509	2.062	2.152
Gastos pagados por adelantado	4.091	7.193	933	9.000	740	3.503
Anticipos y préstamos a empleados	97	948	71	411	17	263
Anticipos a proveedores y despachantes de aduana ⁽²⁾	-	29.269	-	15.377	-	8.525
Créditos con socios de UT y Consorcios	2.752	31.659	1.059	14.542	2.334	4.143
Seguros a cobrar	-	60	-	148	-	1.133
Diversos	1.144	5.301	707	2.154	177	1.339
	<u>39.160</u>	<u>143.371</u>	<u>21.101</u>	<u>63.324</u>	<u>15.975</u>	<u>34.445</u>
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	(2.692)	(140)	(1.552)	(65)	(1.318)	(76)
	<u>36.468</u>	<u>143.231</u>	<u>19.549</u>	<u>63.259</u>	<u>14.657</u>	<u>34.369</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

	2022		2021		2020	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Deudores comunes y sociedades relacionadas ^{(1) (2)}	10.815	279.611	14.151	144.336	17.392	118.665
Provisión para deudores por ventas de cobro dudoso	(9.788)	(13.410)	(9.788)	(10.432)	(8.861)	(10.519)
	<u>1.027</u>	<u>266.201</u>	<u>4.363</u>	<u>133.904</u>	<u>8.531</u>	<u>108.146</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 2022, 2021 y 2020:

	2022		2021		2020	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Saldo al inicio del ejercicio	9.788	10.432	8.861	10.519	-	6.580
Aumentos con cargo a resultados	-	3.324	927	3.918	2.228	10.818
Disminuciones con cargo a resultados	-	(853)	-	(1.857)	-	(729)
Aplicaciones por utilización	-	(897)	-	(2.424)	-	-
Reclasificaciones	-	-	-	-	6.633	(6.633)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	-	2.098	-	674	-	715
Resultado por la posición monetaria neta ⁽¹⁾	-	(694)	-	(398)	-	(232)
Saldo al cierre del ejercicio	<u>9.788</u> ⁽²⁾	<u>13.410</u>	<u>9.788</u> ⁽²⁾	<u>10.432</u>	<u>8.861</u> ⁽²⁾	<u>10.519</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 principalmente 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 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020
14. INVERSIONES EN ACTIVOS FINANCIEROS

	2022		2021		2020	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
<u>Inversiones a costo amortizado</u>						
Títulos públicos ⁽¹⁾	35.664	28.675	2.225	34.116	-	19.052
Títulos privados - ON	-	532	309	836	-	-
Plazos fijos	-	14.253 ⁽²⁾	-	6.028 ⁽²⁾	-	-
	<u>35.664</u>	<u>43.460</u>	<u>2.534</u>	<u>40.980</u>	<u>-</u>	<u>19.052</u>
<u>Inversiones a valor razonable con cambios en resultados</u>						
Títulos públicos ⁽¹⁾	-	13.029	-	10.032	-	9.882
	<u>-</u>	<u>13.029</u>	<u>-</u>	<u>10.032</u>	<u>-</u>	<u>9.882</u>
	<u>35.664</u>	<u>56.489</u>	<u>2.534</u>	<u>51.012</u>	<u>-</u>	<u>28.934</u>

(1) Ver Nota 36.

(2) Corresponde a plazos fijos con el BNA.

15. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

	2022	2021	2020
Caja y bancos ⁽¹⁾	65.407	22.923	14.843
Colocaciones transitorias a corto plazo ⁽²⁾	11.943	9.566	5.189
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados ⁽³⁾	59.524	30.189	34.586
	<u>136.874</u>	<u>62.678</u>	<u>54.618</u>

(1) Incluye saldos otorgados en garantía. Ver Nota 34.e).

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

(3) Ver Nota 6.

16. PROVISIONES

La evolución de las provisiones del Grupo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 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 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	3.428	-	11.117	-	23.462	219
Disminuciones con cargo a resultados	(6.331)	(1.039)	(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	(2.026)	2.026	(13.572)	(346)	(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	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)	9.916	(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>
Aumentos con cargo a resultados	30.082	10	10.509	-	28.139	-	68.730	10
Disminuciones con cargo a resultados	(60.624)	(11)	(257)	-	(7.320)	-	(68.201)	(11)
Aplicaciones por utilización	(2.003)	(4.301)	-	(6.887)	-	(8.160)	(2.003)	(19.348)
Reclasificaciones y otros movimientos	(7.245)	4.254	(7.935)	7.935	31.656	15.667	16.476	27.856
Diferencias de cambio y de conversión, netas	51.526	1.563	4.871	12	125.462	5.602	181.859	7.177
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	(126)	-	-	-	-	-	(126)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2022	<u>101.083</u>	<u>3.719</u>	<u>16.990</u>	<u>8.083</u>	<u>337.140</u>	<u>23.179</u>	<u>455.213</u>	<u>34.981</u>

(1) Incluye 47.323, 3.349 y (13.918) correspondientes al recálculo anual de costos por obligaciones para el abandono de pozos de hidrocarburos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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 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.

(4) 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 16.a.5).

(5) Incluye 2.953 reclasificados al rubro de "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 16.a.5).

(6) 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.

(7) Incluye 3.358 correspondientes al recupero del pasivo por la adhesión al régimen de regularización asociado a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos por el período 2014-2017. Ver Nota 16.a.5).

(8) Incluye 2.374 reclasificados al rubro de "Impuesto a las ganancias a pagar" por la adhesión al régimen de regularización asociado a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos por el período 2014-2017. Ver Nota 16.a.5).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020**

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 a continuación:

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 el 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, respectivamente, 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, respectivamente, 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 celebrado por las partes con vigencia hasta 2027.

A la fecha de emisión 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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

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 suscripto con dicha compañía para el transporte de gas natural asociado a entregas bajo el contrato de exportación de gas natural firmado por AESU y otras partes. La terminación del contrato con dicha compañía se fundamenta en: (a) la imposibilidad de YPF de usar y de TGN de prestar el servicio de transporte contratado, por la conjunción de (i) la rescisión del contrato de gas natural 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.

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

TGN promovió una demanda por cumplimiento del contrato y el pago de facturas impagas por el período entre el 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 entre el 20 de abril de 2009 hasta el 20 de junio de 2010 por una suma de US\$ 31 millones; (ii) por el período entre el 20 de julio de 2010 hasta el 20 de noviembre de 2010 por una suma de US\$ 10 millones; y (iii) por el período entre el 6 de diciembre de 2010 hasta el 4 de enero de 2011 por una suma de US\$ 3 millones.

TGN también promovió una demanda por daños y perjuicios contra YPF reclamando la suma de US\$ 142 millones, con más 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 natural (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 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. El 7 de marzo de 2022 se resolvió favorablemente el recurso interpuesto por YPF para la corrección y/o aclaración de algunos aspectos de la sentencia de la Cámara de Apelaciones. Asimismo, en la misma fecha se interpuso recurso extraordinario contra la sentencia de la Cámara de Apelaciones, el cual fue concedido el 5 de abril de 2022 en relación con la cuestión federal planteada y denegado en relación con la arbitrariedad de dicha sentencia, interponiéndose recurso de queja por este último aspecto el 12 abril de 2022. A partir de dicha fecha, los expedientes se encontraban en la CSJN para el tratamiento de los recursos extraordinarios y de queja interpuestos.

El 3 de febrero de 2023 YPF y TGN celebraron un acuerdo transaccional por la suma de US\$ 190,6 millones a pagar por YPF en 4 cuotas anuales consecutivas comenzando en 2024 por el que, sin reconocer hechos ni derechos, TGN e YPF desistieron de todos los reclamos que hasta dicha fecha tenían o podían tener recíprocamente, tornando abstractos los recursos extraordinarios y de queja interpuestos ante la CSJN. El 23 de febrero de 2023 se presentó el acuerdo ante la CSJN solicitando su homologación.

16.a.3) Asociación 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 comprendidos entre los años 1993 a 1997 y 1997 a 2001.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020
16. PROVISIONES (cont.)

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.

Por su parte, la sentencia rechaza la demanda por los conceptos correspondientes al período comprendido entre los años 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 de Segunda Instancia 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 comprendido entre los años 1997 a 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; 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 de Segunda Instancia no condena a YPF a abonar a la demandante 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 de Segunda Instancia, el cual fue concedido y se elevó el expediente a la CSJN, encontrándose aún suspendida la ejecución de la sentencia de Cámara de Segunda Instancia. 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. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados el expediente continúa en la Procuración General de la Nación.

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 La Plata, 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 con 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020
16. PROVISIONES (cont.)

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 de dicho 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 del OPDS 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 emisión de los presentes estados financieros consolidados dicha solicitud se encuentra pendiente.

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 con 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 por 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 sobre dicha cuestión 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 impositiva 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020
16. PROVISIONES (cont.)

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

Por su parte, la Sociedad, como así también otras compañías de la industria petrolera, entienden que el hecho sustancial generador del gasto 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 (abandono). 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 compañías y concluyó que el hecho sustancial generador del gasto por abandono de pozos de hidrocarburos lo constituye la perforación.

Esta respuesta a la Cámara de Exploración y Producción de Hidrocarburos 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. El 20 de febrero de 2017 YPF presentó el correspondiente recurso de apelación ante el TFN.

El 15 de junio de 2018 la Sociedad fue notificada de la resolución determinativa ajustando el impuesto a las ganancias del período fiscal 2010. El 10 de julio de 2018 la Sociedad presentó el recurso de apelación 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 su descargo ante la AFIP 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 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 por 5.734 terminando así con la controversia correspondiente a los períodos fiscales 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 fiscal 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 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, terminando así con la controversia correspondiente a los períodos fiscales 2011 a 2013 por 2.953. Asimismo, procedió a refinanciar por 1.326 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020
16. PROVISIONES (cont.)

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° 27.653 para el impuesto a las ganancias y las compensaciones realizadas oportunamente con los saldos a favor generados por dicho impuesto y el 30 de marzo de 2022 adhirió al mencionado régimen, terminando así con la controversia correspondiente a los periodos fiscales 2014 a 2017 por 2.374.

Respecto a los periodos posteriores al 2018 inclusive, cabe destacar que, a partir de la Ley N° 27.430 ("Reforma Tributaria") promulgada en diciembre de 2017, se admitió la deducción de los gastos por 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 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.

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 2022, 2021 y 2020 es el siguiente:

	2022	2021	2020
Impuesto a las ganancias corriente	(5.581)	(1.882)	(1.247)
Impuesto diferido	(105.279)	(62.527)	(19.752)
	<u>(110.860)</u>	<u>(64.409)</u>	<u>(20.999)</u>
Impuesto a las ganancias - Abandono de pozos	1.948 ⁽¹⁾	-	6.410 ⁽¹⁾
	<u>(108.912)</u>	<u>(64.409)</u>	<u>(14.589)</u>

(1) Correspondientes al efecto por el régimen de regularización asociado a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos. Ver Nota 16.a.5).

La conciliación entre el cargo a resultados por impuesto a las ganancias correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 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:

	2022	2021	2020
Resultado neto antes de impuesto a las ganancias	399.176	63.601	(56.428)
Tasa impositiva vigente promedio	26,19% ⁽⁴⁾	34,37% ⁽⁴⁾	30,00%
Tasa impositiva vigente promedio aplicada al resultado neto antes de impuesto a las ganancias	<u>(104.538)</u>	<u>(21.857)</u>	<u>16.928</u>
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, neto	19.956	49.300	(62.218)
Efecto de las diferencias de cambio y otros resultados asociados a la valuación de la moneda, neto ⁽¹⁾	<u>(13.381)</u>	<u>(49.946)</u>	<u>24.242</u>
Efecto de la valuación de inventarios	(34.732)	(10.503)	(11.102)
Resultado de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos	14.521	9.442	3.981
Efecto por cambio de tasa impositiva	(3.275) ^{(2) (3)}	(40.743) ⁽³⁾	4.286 ⁽²⁾
Efecto por régimen de regularización asociado a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos	1.948	-	6.410
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)
Diversos	10.589	(102)	3.541
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>(108.912)</u>	<u>(64.409)</u>	<u>(14.589)</u>

(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).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

17. IMPUESTO A LAS GANANCIAS (cont.)

Asimismo, las composiciones del Impuesto a las ganancias a pagar, Activo por impuesto diferido, neto y Pasivo por impuesto diferido, neto al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 son las siguientes:

	2022		2021		2020	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Impuesto a las ganancias a pagar	4.588	4.711	3.026	1.336	3.571	740

(1) Incluye 1.078, 513 y 513 correspondientes a las 12 cuotas de los regímenes de regularización asociados a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente (ver Nota 16.a.5)). Adicionalmente, incluye la provisión asociada al cargo por impuesto corriente neto de créditos fiscales no utilizados y quebrantos impositivos existentes.

(2) Incluye 4.574, 3.009 y 3.551 correspondientes a las cuotas restantes de los regímenes de regularización asociados a la controversia por la deducción del costo por abandono de pozos de hidrocarburos al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente. Ver Nota 16.a.5).

	2022	2021	2020
Activos impositivos diferidos			
Provisiones y otros pasivos no deducibles	27.205	39.028	14.701
Quebrantos	29.620	2.763	82.601
Diversos	247	1.637	1.629
Total activo impositivo diferido	57.072	43.428	98.931
Pasivos impositivos diferidos			
Propiedades, planta y equipo y otros ⁽¹⁾	(180.479)	(156.554)	(144.900)
Ajuste por inflación impositivo ⁽²⁾	(170.961)	(66.056)	(67.107)
Diversos	(9.330)	(4.076)	(3.904)
Total pasivo impositivo diferido	(360.770)	(226.686)	(215.911)
Total impuesto diferido, neto ⁽³⁾	(303.698)	(183.258)	(116.980)

(1) Incluye el impuesto diferido correspondiente a Propiedades, planta y equipo, Activos intangibles, Inventarios, Activo por derecho de uso y Pasivos por arrendamientos, netos.

(2) Incluye el efecto por el diferimiento del ajuste por inflación impositivo. Ver apartado "Ley de Presupuesto 2023 - Diferimiento del ajuste por inflación impositivo" de la Nota 35.e.1).

(3) Incluye (15.161), (3.751) y (1.957) al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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.

Los activos por impuesto diferido reconocen los quebrantos impositivos en la medida en que su compensación a través de ganancias impositivas futuras sea probable. Al 31 de diciembre de 2022 el Grupo ha reconocido quebrantos impositivos por 8.151 y 21.469 que pueden ser compensados de acuerdo con las leyes impositivas vigentes con ganancias impositivas hasta el ejercicio 2025 y 2027, respectivamente.

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 Sociedad estima que al 31 de diciembre de 2022 es probable que el Grupo realice todos los activos por impuesto diferido registrados.

Al 31 de diciembre de 2022 no existen activos por impuestos diferidos no registrados. El crédito por quebrantos impositivos no registrado por el Grupo ascendía 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 de 2022, 2021 y 2020 se han clasificado como activo por impuesto diferido 3.010, 1.921 y 2.629, respectivamente, y como pasivo por impuesto diferido 306.708, 185.179 y 119.609, respectivamente, que surgen de las posiciones netas de impuesto diferido de cada una de las sociedades individuales que forman parte de los presentes estados financieros consolidados.

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". Dicha adhesión permite una mayor deducción de la depreciación de los bienes revaluados en el impuesto a las ganancias afectando en consecuencia la registración del impuesto diferido.

18. CARGAS FISCALES

	2022		2021		2020	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
IVA	-	4.615	-	2.002	-	3.523
Retenciones y percepciones	-	8.045	-	3.251	-	1.838
Regalías	-	13.682	-	6.304	-	3.886
Impuesto a los combustibles	-	-	-	711	-	3.142
IIBB	-	1.490	-	322	-	227
Diversos	185	2.828	201	2.081	215	3.148
	185	30.660	201	14.671	215	15.764

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****19. REMUNERACIONES Y CARGAS SOCIALES**

	2022		2021		2020	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Remuneraciones y cargas sociales	-	11.987	-	4.955	-	3.318
Provisión por bonificaciones e incentivos	-	20.088	-	6.874	-	4.403
Provisión por vacaciones	-	13.608	-	7.196	-	4.812
Otros beneficios a los empleados ⁽¹⁾	215	6.939	3.262	4.434	3.860	2.401
	<u>215</u>	<u>52.622</u>	<u>3.262</u>	<u>23.459</u>	<u>3.860</u>	<u>14.934</u>

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

20. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

	2022		2021		2020	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Pasivos por arrendamientos	48.224	52.061	28.335	27.287	24.172	22.098

Dichos pasivos se encuentran descontados a las siguientes tasas:

Plazo de arrendamiento	2022	Tasa efectiva promedio mensual utilizada	2021	Tasa efectiva promedio mensual utilizada	2020	Tasa efectiva promedio mensual utilizada
De 0 a 1 año	6.833	1,07%	3.312	0,80%	5.370	0,93%
De 1 a 2 años	35.184	1,54%	11.952	1,03%	10.544	0,76%
De 2 a 3 años	25.374	1,23%	15.318	1,15%	6.602	0,79%
De 3 a 4 años	14.394	1,28%	11.134	1,25%	9.610	0,87%
De 4 a 5 años	7.624	0,95%	4.310	0,96%	2.674	0,92%
De 5 a 9 años	8.000	0,79%	8.836	0,89%	7.917	0,92%
A más de 9 años	2.876	0,82%	760	0,80%	3.553	0,82%
	<u>100.285</u>		<u>55.622</u>		<u>46.270</u>	

La actualización financiera devengada en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 proveniente de los contratos por arrendamientos asciende a 9.961, 5.331 y 5.706, respectivamente. De dicha actualización 8.171, 4.311 y 4.739 fueron expuestos en la línea de "Actualizaciones financieras" en los costos financieros del rubro de "Resultados financieros, netos" del estado de resultados integrales, y 1.790, 1.020 y 967 fueron capitalizados en el rubro de "Propiedades, planta y equipo" por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2022 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 2022, 2021 y 2020 es la siguiente:

	2022	2021	2020
Saldo al inicio del ejercicio	55.622	46.270	61.780
Altas de arrendamientos	45.328	27.745	11.421
Aumentos por actualizaciones financieras	9.961	5.331	5.706
Bajas de arrendamientos	(2.626)	(4.352)	(28.914)
Pagos	(44.960)	(28.526)	(23.290)
Diferencias de cambio y de conversión, netas	36.879	9.213	19.548
Resultado por la posición monetaria neta ⁽¹⁾	81	(59)	19
Saldo al cierre del ejercicio	<u>100.285</u>	<u>55.622</u>	<u>46.270</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) 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 28.265, 10.953 y 11.764 al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020
21. PRÉSTAMOS

	Tasa de interés ⁽¹⁾	Vencimiento	2022		2021		2020	
			No		No		No	
			Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
En pesos								
ON ⁽⁴⁾	69,09% - 69,18%	2023-2024	11.374	1.022	6.897	5.700	6.435	17.254
Prefinanciaciones de exportaciones	-	-	-	-	-	-	-	5.465
Préstamos financieros	90,46% - 90,83%	2024	8.136	4.359	13.955	7.220	5.375	6.818
Adelantos en cuenta corriente	69,50% - 72,00%	2023	-	12.487	-	794	-	-
			19.510	17.868	20.852	13.714	11.810	29.537
En monedas distintas del peso								
ON ^{(2) (3)}	1,50% - 10,00%	2023-2047	990.512	146.569	636.822	55.517	496.377	62.052
Prefinanciaciones de exportaciones ⁽⁵⁾	2,20% - 5,50%	2023	-	3.971	1.256	4.358	12.608	25.662
Financiación de importaciones	6,72% - 8,57%	2023	-	3.647	-	330	-	-
Préstamos financieros	2,68% - 19,75%	2023-2027	43.174	29.753	11.605	12.761	6.780	33.480
			1.033.686	183.940	649.683	72.966	515.765	121.194
			1.053.196	201.808	670.535	86.680	527.575	150.731

(1) Tasa de interés nominal anual vigente al 31 de diciembre de 2022.

(2) Se exponen netas de 1.534 y 360 de ON propias en cartera recompradas mediante operaciones en el mercado abierto, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente.

(3) Incluye 92.640, 61.811 y 20.946 al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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 y 4.602 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente, de valor nominal que serán canceladas en dólares al tipo de cambio aplicable según las condiciones de la serie emitida.

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

A continuación se incluye la evolución de los préstamos por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

	2022	2021	2020
Saldo al inicio del ejercicio	<u>757.215</u>	<u>678.306</u>	<u>526.760</u>
Tomas de préstamos	49.265	91.512	127.979
Pagos de préstamos	(94.517)	(155.902)	(163.874)
Pagos de intereses	(73.123)	(58.454)	(60.681)
Adelantos en cuenta corriente, netos	11.693	794	-
Intereses devengados ⁽¹⁾	91.714	66.950	58.979
Diferencias de cambio y de conversión, netas	514.249	136.280	187.455
Resultado por canje de deuda	-	(1.855)	2.097
Resultado por la posición monetaria neta ⁽²⁾	(1.492)	(416)	(409)
Saldo al cierre del ejercicio	<u>1.255.004</u>	<u>757.215</u>	<u>678.306</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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****21. PRÉSTAMOS (cont.)**

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

Mes	Año	Valor nominal	Ref.	Clase	Tasa de interés ⁽³⁾	Vencimiento	2022		2021		2020	
							No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
YPF												
-	1998	US\$ 15	(1) (6)	-	Fija 10,00%	2028	2.624	42	1.521	26	1.245	20
Abril, Febrero, Octubre	2014/15/16	US\$ 1.522	(2) (4) (6)	Clase XXVIII	Fija 8,75%	2024	61.318	48.336	62.193	28.598	127.938	2.705
Septiembre	2014	\$ 1.000	(2) (6) (7)	Clase XXXIV	BADLAR + 0,1% 69,09%	2024	167	228	334	213	500	224
Abril	2015	US\$ 1.500	(2) (6)	Clase XXXIX	Fija 8,50%	2025	200.391	7.192	116.140	4.167	126.075	4.554
Octubre	2015	\$ 2.000	(2) (6) (7)	Clase XLIII	BADLAR 69,18%	2023	-	756	667	755	1.333	794
Marzo, Enero	2016/20	\$ 5.455	(2) (4) (6)	Clase XLVI	-	-	-	-	-	-	-	6.116
Marzo	2016	US\$ 1.000	(2) (6)	Clase XLVII	-	-	-	-	-	-	-	35.488
Mayo	2017	\$ 4.602	(2) (6) (8)	Clase LII	-	-	-	-	-	4.712	4.602	110
Julio, Diciembre	2017	US\$ 1.000	(2) (6)	Clase LIII	Fija 6,95%	2027	144.816	4.341	83.658	2.531	84.920	2.588
Diciembre	2017	US\$ 750	(2) (6)	Clase LIV	Fija 7,00%	2047	93.728	263	54.702	154	62.309	176
Junio	2019	US\$ 500	(6) (9)	Clase I	Fija 8,50%	2029	70.327	67	40.740	39	41.828	40
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	-	-	-	-	-	7.688	6.587	5
Julio	2020	US\$ 543	(6) (9)	Clase XIII	Fija 8,50%	2025	22.498	15.925	21.652	9.353	39.784	6.706
Diciembre, Febrero	2020/21	US\$ 143	(5) (6) (9)	Clase XIV	Fija 2,00%	2023	-	24.649	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	95.886	42.194	75.944	899	-	-
Febrero	2021	US\$ 748	(6) (9)	Clase XVII	Fija 2,50%	2029	134.539	-	73.484	18	-	-
Febrero	2021	US\$ 576	(6) (9)	Clase XVIII	Fija 1,50%	2033	96.356	1.836	52.658	1.015	-	-
Febrero	2021	\$ 4.128	(6) (9) (10)	Clase XIX	Fija 3,50%	2024	11.207	38	5.896	20	-	-
Julio	2021	US\$ 384	(4) (5) (9)	Clase XX	Fija 5,75%	2032	68.029	1.724	39.429	1.007	-	-
							<u>1.001.886</u>	<u>147.591</u>	<u>643.719</u>	<u>61.217</u>	<u>502.812</u>	<u>79.306</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 2022.

(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 con las condiciones de la serie emitida.

(9) Corresponde al Régimen de Emisor Frecuente por un monto de US\$ 7.215 millones.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023HORACIO 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 9 - MARZO - 2023DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73



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 cierre 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 debido a que los instrumentos sujetos a canje no son sustancialmente diferentes. Como resultado de la operación, YPF reconoció en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 una pérdida de 2.097 (ver Nota 28).

En el contexto de las restricciones cambiarias planteadas por el BCRA (ver Nota 35.g)) y para 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 ("Obligaciones Negociables Existentes"), por nuevas ON Clases XVI, XVII y XVIII ("Obligaciones Negociables Nuevas") denominadas en dólares a tasa fija creciente, las cuales varían 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 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 clientes 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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****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 debido a que los instrumentos sujetos a canje no son sustancialmente diferentes. Como resultado de la operación, YPF reconoció en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 una ganancia de 1.855 (ver Nota 28).

22. OTROS PASIVOS

	2022		2021		2020	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Extensiones de concesiones	3.156	1.424	823	824	710	711
Pasivos por reclamos contractuales	146	161	145	2.618 ⁽¹⁾	2.250 ⁽¹⁾	7.250 ⁽¹⁾
Diversos	-	774	-	26	1	1.101
	<u>3.302</u>	<u>2.359</u>	<u>968</u>	<u>3.468</u>	<u>2.961</u>	<u>9.062</u>

(1) Ver Nota 34.d).

23. CUENTAS POR PAGAR

	2022		2021		2020	
	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente
Proveedores comunes y sociedades relacionadas ⁽¹⁾	1.028	442.305	752	193.159	682	136.930
Depósitos en garantía	122	926	44	677	28	766
Deudas con socios de Uniones Transitorias y Consorcios	169	8.828	92	6.203	-	5.080
Diversos	-	2.067	-	1.512	-	1.607
	<u>1.319</u>	<u>454.126</u>	<u>888</u>	<u>201.551</u>	<u>710</u>	<u>144.383</u>

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

24. INGRESOS

	2022	2021	2020
Ventas de bienes y servicios	2.484.211	1.286.688	682.928
Incentivos otorgados por el Estado Nacional ⁽¹⁾	42.255	28.945	9.586
	<u>2.526.466</u>	<u>1.315.633</u>	<u>692.514</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 e incentivos otorgados por el Estado Nacional.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020
24. INGRESOS (cont.)
• Desagregación de los ingresos
Tipo de bien o servicio

	2022				Total
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros	
Gasoil	-	908.995	-	-	908.995
Naftas	-	458.826	-	-	458.826
Gas natural ⁽¹⁾	-	3.117	265.394	-	268.511
Petróleo crudo	-	11.017	-	-	11.017
Aerokerosene	-	137.845	-	-	137.845
Lubricantes y derivados	-	80.957	-	-	80.957
GLP	-	60.996	-	-	60.996
Fuel oil	-	25.638	-	-	25.638
Petroquímicos	-	64.523	-	-	64.523
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	111.704	-	-	111.704
Harinas, aceites y granos	-	100.020	-	-	100.020
Asfaltos	-	22.158	-	-	22.158
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio	-	17.978	-	-	17.978
Ingresos por servicios	-	-	-	21.362	21.362
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	23.825	23.825
Nafta virgen	-	25.879	-	-	25.879
Carbón residual	-	55.519	-	-	55.519
Regasificación de gas natural licuado	-	-	5.291	-	5.291
Otros bienes y servicios	7.319	29.210	29.554	17.084	83.167
	<u>7.319</u>	<u>2.114.382</u>	<u>300.239</u>	<u>62.271</u>	<u>2.484.211</u>

	2021				Total
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros	
Gasoil	-	430.175	-	-	430.175
Naftas	-	262.326	-	-	262.326
Gas natural ⁽¹⁾	-	1.623	166.456	-	168.079
Petróleo 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>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020



24. INGRESOS (cont.)

	2020			
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros
Gasoil	-	237.732	-	-
Naftas	-	127.139	-	-
Gas natural ⁽¹⁾	-	823	105.285	-
Petróleo crudo	-	14.524	-	-
Aerokerosene	-	15.429	-	-
Lubricantes y derivados	-	22.139	-	-
GLP	-	13.089	-	-
Fuel oil	-	13.653	-	-
Petroquímicos	-	20.186	-	-
Fertilizantes y productos de protección al cultivo	-	23.042	-	-
Harinas, aceites y granos	-	31.315	-	-
Asfaltos	-	3.288	-	-
Productos de reventa en tiendas de estaciones de servicio	-	3.825	-	-
Ingresos por servicios	-	-	-	3.574
Ingresos por contratos de construcción	-	-	-	8.428
Nafta virgen	-	6.393	-	-
Carbón residual	-	5.619	-	-
Regasificación de gas natural licuado	-	-	5.025	-
Otros bienes y servicios	2.472	7.977	8.866	3.105
	<u>2.472</u>	<u>546.173</u>	<u>119.176</u>	<u>15.107</u>
				<u>682.928</u>

(1) Incluye 190.901, 125.376 y 70.256 correspondientes a ventas de gas natural de producción propia por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

Canales de venta

	2022			
	Upstream	Downstream	Gas y Energía	Administración central y otros
Estaciones de servicio	-	892.398	-	-
Usinas	-	1.703	55.605	-
Distribuidoras	-	-	34.794	-
Distribución minorista de gas natural	-	-	70.452	-
Industrias, transporte y aviación	-	519.768	104.543	-
Agro	-	354.200	-	-
Industria petroquímica	-	93.578	-	-
Trading	-	120.516	-	-
Compañías petroleras	-	90.350	-	-
Comercialización de GLP	-	22.591	-	-
Otros canales de venta	7.319	19.278	34.845	62.271
	<u>7.319</u>	<u>2.114.382</u>	<u>300.239</u>	<u>62.271</u>
				<u>2.484.211</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****24. INGRESOS (cont.)**

	2021		Gas y Energía	Administración central y otros	Total
	Upstream	Downstream			
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 GLP	-	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		Gas y Energía	Administración central y otros	Total
	Upstream	Downstream			
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 GLP	-	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

Mercado de destino

Las ventas por contratos al mercado interno ascienden a 2.177.868, 1.136.293 y 599.394 al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

Las ventas por contratos al mercado externo ascienden a 306.343, 150.395 y 83.534 al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

- Saldos de los contratos**

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

	2022		2021		2020	
	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente
Créditos por contratos incluidos en el rubro de "Créditos por ventas"	9.102	263.613	11.942	136.751	15.505	98.832
Activos de contratos	-	148	-	1.360	-	871
Pasivos de contratos	-	13.577	-	13.329	-	6.824

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****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 combustibles, fertilizantes y productos de protección al cultivo, entre otros.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, el Grupo ha reconocido 12.309, 5.897 y 6.485, 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 de cada ejercicio.

25. COSTOS

	2022	2021	2020
Inventarios al inicio del ejercicio	153.927	100.137	80.479
Compras	850.335	391.984	170.616
Costos de producción ⁽¹⁾	1.051.382	663.756	442.264
Diferencias de conversión	130.529	24.915	32.427
Ajuste por inflación ⁽²⁾	3.304	1.315	563
Inventarios al cierre del ejercicio	(307.766)	(153.927)	(100.137)
	<u>1.881.711</u>	<u>1.028.180</u>	<u>626.212</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 los rubros 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 2022, 2021 y 2020:

	2022				
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración ⁽²⁾	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
Sueldos y cargas sociales	122.047	31.576	16.251	1.439	171.313
Honorarios y retribuciones por servicios	5.776	26.007	5.070	87	36.940
Otros gastos de personal	29.290	2.816	1.588	194	33.888
Impuestos, tasas y contribuciones	16.130	2.016	128.883 ⁽¹⁾	-	147.029
Regalías, servidumbres y cánones	135.454	-	306	433	136.193
Seguros	9.427	476	357	-	10.260
Alquileres de inmuebles y equipos	19.559	102	1.356	-	21.017
Gastos de estudio	-	-	-	2.481	2.481
Depreciación de propiedades, planta y equipo	318.543	7.802	11.674	-	338.019
Amortización de activos intangibles	3.711	2.487	54	-	6.252
Depreciación de activos por derecho de uso	26.610	15	1.675	-	28.300
Materiales y útiles de consumo	61.839	456	1.257	32	63.584
Contrataciones de obra y otros servicios	43.032	1.533	6.990	580	52.135 ⁽⁴⁾
Conservación, reparación y mantenimiento	169.606	3.905	6.054	143	179.708 ⁽⁴⁾
Perforaciones exploratorias improductivas	-	-	-	3.722	3.722
Transporte, productos y cargas	64.271	10	58.002	-	122.283 ⁽⁴⁾
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	2.471	-	2.471
Gastos de publicidad y propaganda	-	11.827	3.081	-	14.908
Combustibles, gas, energía y otros	26.087	1.179	12.655	16	39.937 ⁽⁴⁾
	<u>1.051.382</u>	<u>92.207</u>	<u>257.724</u>	<u>9.127</u>	<u>1.410.440</u>

(1) Incluye 31.999 correspondientes a retenciones a las exportaciones y 78.030 correspondientes al IIBB.

(2) Incluye 728 correspondientes a honorarios y retribuciones por todo concepto a Directores y Síndicos integrantes del Directorio de YPF. El 29 de abril de 2022 la Asamblea de Accionistas de YPF resolvió ratificar los honorarios correspondientes al ejercicio 2021 por 482 y aprobar como honorarios a cuenta por dichos honorarios y retribuciones por el ejercicio 2022 la suma de 706.

(3) El gasto reconocido en el estado de resultados integrales correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ascendió a 4.790.

(4) Incluye 8.259 y 13.578 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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020



26. GASTOS POR NATURALEZA (cont.)

	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	72.746 ⁽¹⁾	95	85.328
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>145.586</u>	<u>2.604</u>	<u>857.842</u>

(1) Incluye 19.707 correspondientes a retenciones a las exportaciones y 43.617 correspondientes al IIBB (ver Nota 2.d)).

(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 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.

	2020				
	Costos de producción ⁽³⁾	Gastos de administración ⁽²⁾	Gastos de comercialización	Gastos de exploración	Total
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	37.992 ⁽¹⁾	71	45.780
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 ⁽⁴⁾
Transporte, productos y cargas	20.966	2	16.997	-	37.965
Deudores por ventas de cobro dudoso	-	-	12.317	-	12.317
Gastos de publicidad y propaganda	-	2.481	782	-	3.263 ⁽⁴⁾
Combustibles, gas, energía y otros	14.761	1.671	3.659	86	20.177
	<u>442.264</u>	<u>34.490</u>	<u>95.163</u>	<u>5.846</u>	<u>577.763</u>

(1) Incluye 9.393 correspondientes a retenciones a las exportaciones y 23.328 correspondientes al IIBB (ver Nota 2.d)).

(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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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° 202GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****27. OTROS RESULTADOS OPERATIVOS, NETOS**

	2022	2021	2020
Resultado por cesión de áreas ⁽¹⁾	-	2.034	12.233
Resultado por venta de activos	-	5.549	-
Juicios	28.699	(34.592)	(5.300)
Seguros	-	1.503	3.925
Resultado por compromiso contractual con Exmar ⁽²⁾	-	-	(8.285)
Diversos	1.647	1.567	1.376
	<u>30.346</u>	<u>(23.939)</u>	<u>3.949</u>

(1) Ver Nota 34.b).

(2) Ver Nota 34.d).

28. RESULTADOS FINANCIEROS, NETOS

	2022	2021	2020
Ingresos financieros			
Intereses ganados	46.194	16.880	7.363
Diferencias de cambio	254.032	60.188	92.694
Actualizaciones financieras	7.585	10.158	7.546
Total ingresos financieros	<u>307.811</u>	<u>87.226</u>	<u>107.603</u>
Costos financieros			
Intereses perdidos	(97.661)	(71.870)	(65.821)
Diferencias de cambio	(181.593)	(37.176)	(56.592)
Actualizaciones financieras	(39.402)	(23.786)	(16.340)
Total costos financieros	<u>(318.656)</u>	<u>(132.832)</u>	<u>(138.753)</u>
Otros resultados financieros			
Resultado por valuación a valor razonable de activos financieros con cambios en resultados	19.186	10.869	3.862
Resultado por instrumentos financieros derivados	(1.130)	(1.048)	(860)
Resultado por la posición monetaria neta	36.267	12.384	7.828
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>54.323</u>	<u>24.060</u>	<u>19.849</u>
Total resultados financieros, netos	<u>43.478</u>	<u>(21.546)</u>	<u>(11.301)</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 explotación 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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****29. INVERSIONES EN UNIONES TRANSITORIAS (cont.)**

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 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:

	2022	2021	2020
Activo no corriente ⁽¹⁾	747.447	358.863	282.381
Activo corriente	27.740	11.629	6.122
Total del activo	775.187	370.492	288.503
Pasivo no corriente	52.133	27.672	21.136
Pasivo corriente	91.011	36.564	21.574
Total del pasivo	143.144	64.236	42.710
Costos de producción	190.729	135.238	87.322
Gastos de exploración	305	306	265

(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 2022 las principales UT y Consorcios de exploración y explotación en los que el Grupo participa son las siguientes:

Nombre	Ubicación	Participación	Operador
Acambuco	Salta	22,50%	Pan American Energy LLC
Aguada de Castro y Aguada Pichana Oeste	Neuquén	30,00%	Pan American Energy LLC
Aguada Pichana Este - Área Vaca Muerta	Neuquén	22,50%	Total Austral S.A.
Aguada Pichana Este - Residual	Neuquén	27,27%	Total Austral S.A.
Aguaragüe	Salta	53,00%	Tecpetrol S.A.
Bajada Añelo	Neuquén	50,00%	O&G Developments LTD S.A.
Bajo del Toro	Neuquén	50,00%	YPF
Bandurria Sur ⁽¹⁾	Neuquén	40,00%	YPF
CAM-2/A SUR	Tierra del Fuego	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Campamento Central / Cañadón Perdido	Chubut	50,00%	YPF
CAN 100 ⁽¹⁾	Estado Nacional	35,00%	Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina)
CAN 102	Estado Nacional	50,00%	YPF
CAN 114	Estado Nacional	50,00%	Equinor Argentina AS (Sucursal Argentina)
Chachahuen	Mendoza	70,00%	YPF
Consorcio CNQ 7/A	La Pampa y Mendoza	50,00%	Pluspetrol S.A.
El Orejano	Neuquén	50,00%	YPF
El Tordillo	Chubut	12,20%	Tecpetrol S.A.
La Amarga Chica	Neuquén	50,00%	YPF
La Calera	Neuquén	50,00%	Pluspetrol S.A.
Lindero Atravesado	Neuquén	37,50%	Pan American Energy LLC
Loma Campana	Neuquén y Mendoza	50,00%	YPF
Loma del Molle	Neuquén	50,00%	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L
Magallanes	Santa Cruz, Tierra del Fuego y Plataforma		
MLO 123	Continental Nacional	50,00%	Enap Sipetrol Argentina S.A.
Narambuena ⁽¹⁾	Estado Nacional	37,50%	Total Austral S.A.
Pampa Yeguas I	Neuquén	50,00%	YPF
Rincón del Mangrullo	Neuquén	50,00%	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L
Rio Neuquén	Neuquén	50,00%	YPF
San Roque	Neuquén	33,33%	YPF
Yacimiento La Ventana - Río Tunuyán	Neuquén	34,11%	Total Austral S.A.
	Mendoza	70,00%	YPF

(1) Ver Nota 34.b).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

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 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****30. PATRIMONIO**

Al 31 de diciembre de 2022 la Sociedad posee un capital de 3.915 y acciones propias en cartera de 18, 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 2022 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: (i) fusiones; (ii) adquisición de más del 50% de las acciones de la Sociedad en caso de cambio de control accionario consentido u hostil; (iii) transferencia total de los derechos de exploración y explotación; (iv) disolución voluntaria de la Sociedad; o (v) cambio de domicilio social y/o fiscal de la Sociedad fuera de Argentina. En los casos (iii) y (iv) 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 del 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 declarando de interés público nacional y sujeto a expropiación a las acciones clase D de la Sociedad en poder de Repsol, que representan el 51% del capital social de la Sociedad. A su vez, declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de 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.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2020 la Sociedad ha recomprado 1.888.798 y 737.378 acciones propias emitidas por un monto de 4.243 y 550, respectivamente, a los fines de cumplimentar con los planes de beneficios basados en acciones (ver Nota 37). Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 la Sociedad no ha recomprado acciones propias.

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:

	2022	2021	2020
Resultado neto	289.057	257	(69.649)
Número medio de acciones ordinarias en circulación	392.719.453	392.792.602	392.555.569
Resultado neto básico y diluido por acción	736,04	0,65	(177,42)

El resultado neto básico y diluido por acción se calcula como se indica en la Nota 2.b.13).

32. ASUNTOS RELACIONADOS CON LAS ENTIDADES DE MAXUS**32.a) Aspectos legales****32.a.1) Introducción**

Al momento de su adquisición por YPF en 1995, Maxus Energy Corporation ("Maxus") y ciertas de sus subsidiarias (incluyendo Tierra Solutions, Inc. ("TS"), Maxus International Energy Company ("MIEC"), Maxus (US) Exploration Company ("MUSE") y Gateway Coal Company ("Gateway"), y junto a Maxus, TS, MIEC y MUSE, las "Entidades Maxus") tendrían ciertas obligaciones relacionadas con antiguas operaciones de una ex subsidiaria de Maxus, Diamond Shamrock Chemicals 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, las Entidades Maxus han estado involucradas en varios procesos administrativos y judiciales en Estados Unidos de naturaleza ambiental y contractual, tal y como se describe en la Nota 32.a.2).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

En junio de 2016 cada una de las Entidades Maxus presentó una petición voluntaria 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 los reclamos cruzados descriptos en la Nota 32.a.2.ii). En diciembre de 2016, en el marco del proceso de reorganización, las Entidades Maxus, en su carácter de deudores, presentaron ante el Tribunal de Quiebras su propuesta de plan de liquidación ("Plan de Liquidación") de conformidad con la Ley de Quiebras de Estados Unidos. En marzo de 2017 las Entidades Maxus y el comité de acreedores de las Entidades Maxus ("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, entre otras cosas, la creación de un fideicomiso de liquidación ("Fideicomiso de Liquidación") y la cancelación de la participación de YPF Holdings e YCLH Holdings, Inc. ("YCLH Holdings", anteriormente CLH Holdings, Inc.) en el capital social de las Entidades Maxus. El Tribunal de Quiebras aprobó el Plan Alternativo en mayo de 2017, el cual fue confirmado y se hizo efectivo en julio de 2017.

En junio de 2018 el Fideicomiso de Liquidación inició una demanda judicial contra YPF, YPF Holdings, YCLH Holdings e YPF International (en conjunto, las "Demandadas YPF"), así como contra otras entidades no relacionadas con las Demandadas 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 las Demandadas YPF por los pasivos de las Entidades Maxus bajo la teoría de responsabilidad como alter ego. A lo largo de las décadas de los 90 y los 2000, se realizaron ciertas operaciones de reestructuración de las operaciones internacionales del Grupo, incluyendo ciertas operaciones por parte de las sociedades que hoy conforman el grupo de las Entidades Maxus, las cuales fueron realizadas en el curso ordinario de los negocios con el objetivo legítimo de lograr mayores eficiencias en el manejo de dichas operaciones internacionales. Por su parte el Fideicomiso de Liquidación alega que (i) estas operaciones de reestructuración constituyen transferencias fraudulentas por las que las Demandadas YPF son responsables, y (ii) las Demandadas YPF son el alter ego de las Entidades Maxus y responsables por todos sus pasivos, incluyendo los pasivos ambientales descriptos en la Nota 32.a.2.i). Las Demandadas YPF rechazan todas estas alegaciones formuladas por el Fideicomiso de Liquidación por considerarlas sin mérito y han obtenido una decisión en juicio sumario parcial a su favor por parte del Tribunal de Quiebras rechazando la teoría de "all liabilities" (responsabilidad por todos los pasivos y contingencias de las Entidades Maxus) propuesta por el Fideicomiso de Liquidación relativa a los alegados daños por alter ego, según se describe en la Nota 32.a.4). Las Demandadas YPF continuarán 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 descripto en la Nota 32.b), a partir de la petición realizada por las Entidades Maxus ante el 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, a partir de la fecha de presentación bajo el Capítulo 11 de la Ley de Quiebras de Estados Unidos por las Entidades Maxus, la Sociedad solo tiene acceso a la información sobre los procesos administrativos y judiciales contra las Entidades Maxus que es publicada por las autoridades competentes y/o que es presentada públicamente por las partes que intervienen en dichos procesos, incluida la información publicada por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (Environmental Protection Agency, o "EPA").

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

El desarrollo de estos procesos administrativos y judiciales resultaba relevante para la Sociedad a la luz del pedido del Fideicomiso de Liquidación al Tribunal de Quiebras para que las Demandadas YPF sean encontradas responsables por todos los pasivos y contingencias de las Entidades Maxus, incluyendo aquellos que podrían eventualmente surgir en el futuro a raíz de dichos procesos (teoría de “all liabilities”). Sin embargo, tal como se describe en la Nota 32.a.4), el 22 de junio de 2022 el Tribunal de Quiebras otorgó juicio sumario parcial a favor de las Demandadas YPF, rechazando la teoría de “all liabilities” (responsabilidad por todos los pasivos y contingencias de las Entidades Maxus) propuesta por el Fideicomiso de Liquidación relativa a los alegados daños por alter ego. Al rechazar la teoría de “all liabilities”, el Tribunal de Quiebras coincidió con las Demandadas YPF en que los alegados daños por alter ego requieren la prueba de la causalidad y, por lo tanto, el Fideicomiso de Liquidación deberá probar que los daños reclamados fueron causados por la alegada conducta de alter ego. En consecuencia, como la eventual responsabilidad de las Demandadas YPF estaría limitada a los supuestos daños causados por éstas a las Entidades Maxus, y no a los pasivos y contingencias de las Entidades Maxus de manera general, la Nota 32.a.2) efectúa un resumen de los antecedentes principales a la presentación realizada por las Entidades Maxus al Tribunal de Quiebras exclusivamente a los fines de exponer el contexto de este reclamo. Dicho resumen no representa y no debe ser interpretado como una presentación exhaustiva de los procesos y reclamos administrativos y judiciales en curso contra las Entidades Maxus.

32.a.2.i) Asuntos administrativos ambientales

En 1986 al momento de la venta de Chemicals a Occidental, TS (anteriormente 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 las Entidades Maxus presentaron la petición de reorganización al Tribunal de Quiebras en junio de 2016, dicha planta en el Sitio Lister siguió siendo propiedad de TS. 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, las Entidades Maxus, 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, los cuales dieron lugar a, entre otros, los citados a continuación:

- Estudio de factibilidad del 2014 y Record of Decision (“ROD”) del 2016 emitido por la EPA para la remediación ambiental de las 8,3 millas inferiores del Río Passaic.
- Acciones de remoción próxima al Sitio Lister realizadas por TS bajo acuerdo de consentimiento con la EPA del 2008.
- Reporte de investigación de remediación del 2019 para las 17 millas inferiores del Río Passaic, estudio de factibilidad del 2020 para las 17 millas inferiores del Río Passaic, y ROD del 2021 emitido por la EPA para las 9 millas superiores del Río Passaic.
- Estudio de factibilidad para la Bahía de Newark y parte de los ríos Hackensack, Arthur Kill y Kill van Kull.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, ciertos procesos administrativos continúan en curso.

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 Río Passaic, Bahía de Newark y otros canales y lugares aledaños, en 2005 el DEP demandó en el Tribunal de Nueva Jersey a Maxus, TS, YPF, YPF Holdings, YCLH Holdings, Repsol y otras entidades, incluyendo a Occidental (a las que más tarde fue añadida YPF International), buscando reparación por daños a recursos naturales, daños punitivos y otras cuestiones. Las partes demandadas presentaron las defensas correspondientes.

En 2008 Occidental interpuso reclamos cruzados ante el Tribunal de Nueva Jersey 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, YPF Holdings, YCLH Holdings y Repsol (a las que más tarde fue añadida YPF International) 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

En 2013 el DEP firmó una propuesta de acuerdo conciliatorio con YPF, YPF Holdings, YPF International, YCLH 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 Holdings, YPF International, YCLH Holdings, Maxus y TS, reconociendo además a éstas y a otros participantes en el litigio un límite de responsabilidad de US\$ 400 millones colectivamente, 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.

Repsol llegó a un acuerdo transaccional con el DEP simultáneamente, acordando pagar un monto de US\$ 65 millones (y sujeto al mismo límite de US\$ 400 millones descripto anteriormente).

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.

Adicionalmente, 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, YPF International, YPF Holdings, YCLH Holdings y Repsol) quedaban pendientes de resolución por el Tribunal de Nueva Jersey.

Sin embargo, dichos reclamos cruzados quedaron suspendidos el 17 de junio de 2016 cuando Maxus, TS, y otras compañías afiliadas realizaron, cada una, una petición voluntaria bajo el Capítulo 11 en el Tribunal de Quiebras, 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.

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

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

El Acuerdo 2016 preveía: (i) el otorgamiento de un préstamo de 1 año de duración por parte de YPF Holdings por un monto de hasta US\$ 63,1 millones ("DIP Loan") destinado a financiar las actividades de las Entidades Maxus durante un proceso de reorganización/quiebra; y (ii) un pago de US\$ 130 millones a las Entidades Maxus ("Settlement Payment") por todos los potenciales reclamos que las Entidades Maxus podrían tener contra las Entidades YPF.

El 29 de diciembre de 2016 las Entidades Maxus 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 las Entidades Maxus también sería aprobado y todos los reclamos contra las Entidades YPF, incluidas las alegaciones sobre alter ego 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 las Entidades Maxus contra las Entidades YPF, incluyendo los reclamos por alter ego se transferirían a un fideicomiso de liquidación.

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

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

Según el Plan Alternativo, el Fideicomiso de Liquidación podría presentar reclamos de alter ego y cualquier otro reclamo que pertenezca a la masa concursal contra las Entidades YPF. El Fideicomiso de Liquidación sería financiado por Occidental en su carácter de acreedor de las Entidades Maxus. 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 devueltos a 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 las Entidades Maxus, 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 las Demandadas YPF y otras compañías no relacionadas a las Demandadas 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, las "Demandadas 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 las Demandadas YPF como alter ego de las Entidades Maxus ("Reclamo del Fideicomiso de Liquidación"). De conformidad con lo detallado anteriormente, a lo largo de las décadas de los 90 y los 2000, se realizaron varias operaciones de reestructuración de las operaciones internacionales del Grupo, incluyendo operaciones de sociedades que hoy conforman el grupo de las Entidades Maxus, las cuales fueron realizadas en el curso ordinario de los negocios con el objetivo legítimo de lograr mayores eficiencias en el manejo de dichas operaciones internacionales. Por su parte, el Fideicomiso de Liquidación alega que (i) estas operaciones de reestructuración constituyen transferencias fraudulentas por las que las Demandadas YPF son responsables, y (ii) las Demandadas YPF son el alter ego de las Entidades Maxus y responsables por todos sus pasivos, incluyendo los pasivos ambientales descriptos en la Nota 32.a.2.i). Las Demandadas YPF rechazaron dichas alegaciones y presentaron una moción solicitando se desestime el Reclamo del Fideicomiso de Liquidación (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, las Demandadas Repsol también interpusieron una moción solicitando que el Tribunal de Quiebras desestimara el Reclamo del Fideicomiso de Liquidación. El 15 de febrero de 2019 el Tribunal de Quiebras rechazó ambas mociones.

El 1 de marzo de 2019 las Demandadas YPF realizaron una presentación a fin de apelar la orden 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 (discovery).

Aun estando pendiente la apelación mencionada, el 1 de abril de 2019 las Demandadas YPF, por un lado, y las Demandadas Repsol, por el otro, contestaron la demanda iniciada por el Fideicomiso de Liquidación.

En el marco del Reclamo del Fideicomiso de Liquidación, 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 (discovery), (iii) la presentación de una moción de descalificación (motion to disqualify) contra los abogados del Fideicomiso de Liquidación y, (iv) la definición de las etapas procesales.

El 23 de marzo de 2020 el Tribunal del Distrito para el Distrito de Delaware denegó las mociones para retirar la referencia planteadas por las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol.

Con relación al proceso de prueba (discovery), la actividad judicial incluyó principalmente procedimientos relacionados a la definición de la prueba documental y testimonial a ser producida en el proceso. El proceso de prueba (discovery) de hechos concluyó sustancialmente el 21 de octubre de 2021, y el proceso de prueba (discovery) de expertos concluyó el 8 de abril de 2022.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

Con relación a la motion to disqualify de los abogados del Fideicomiso de Liquidación, el 19 de diciembre de 2020 las Demandadas YPF presentaron una motion to disqualify de White & Case LLP como abogados del Fideicomiso de Liquidación en el entendimiento de que dicha firma de abogados estaría impedida de actuar en esa capacidad con motivo en 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 las Demandadas YPF en este proceso.

El 6 de abril de 2021 el Tribunal de Quiebras rechazó dicha motion to disqualify, decisión que fue apelada por las Demandadas YPF ante el Tribunal de Apelaciones del Tercer Circuito.

El 9 de septiembre de 2022 el Tribunal de Apelaciones del Tercer Circuito emitió una decisión afirmando la decisión del Tribunal de Quiebras desestimando la motion to disqualify.

El 16 de marzo de 2022 el Fideicomiso de Liquidación presentó una moción de juicio sumario parcial con respecto a ciertas de sus pretensiones en contra de las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol. Dicha moción no solicitó una decisión pecuniaria en esta instancia, reconociendo que ciertas cuestiones debieran resolverse en la etapa de juicio oral (trial).

El 27 de abril de 2022 las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol presentaron tanto sus mociones de juicio sumario como las respectivas oposiciones a la moción de juicio sumario presentada por el Fideicomiso de Liquidación.

El 13 de junio de 2022 se celebró una audiencia ante el Tribunal de Quiebras para la presentación de alegatos orales en relación con las mociones de juicio sumario. El 22 de junio de 2022 el Tribunal de Quiebras emitió una decisión rechazando la moción de juicio sumario presentada por el Fideicomiso de Liquidación señalando, entre otras consideraciones, que hay cuestiones relevantes de hecho en disputa que deben ser resueltas en la etapa de juicio oral (trial). El Tribunal de Quiebras también otorgó juicio sumario parcial a favor de las Demandadas YPF rechazando la teoría de "all liabilities" (responsabilidad por todos los pasivos y contingencias de las Entidades Maxus) propuesta por el Fideicomiso de Liquidación relativa a los alegados daños por alter ego. Asimismo, al rechazar la teoría de "all liabilities" propuesta por el Fideicomiso de Liquidación, el Tribunal de Quiebras coincidió con las Demandadas YPF en que los alegados daños por alter ego requieren la prueba de la causalidad y, por lo tanto, el Fideicomiso de Liquidación deberá probar que los daños reclamados fueron causados por la alegada conducta de alter ego. El Tribunal de Quiebras sostuvo además que la responsabilidad por la alegada conducta de alter ego de las Demandadas YPF y las Demandadas Repsol es una cuestión que debe resolverse en la etapa de juicio oral (trial) antes de abordar la cuestión referida al monto de daños, si los hubiera.

El 30 de septiembre de 2022 el Tribunal de Quiebras confirmó las fechas propuestas por las partes para llevar adelante la etapa de juicio oral (trial) durante los meses de marzo y abril de 2023. El 3 de enero de 2023 las partes solicitaron conjuntamente que se suspendieran todos los plazos programados y las fechas para el juicio oral (trial), y que se reservara para el juicio oral (trial) el período comprendido entre el 19 de junio y el 31 de julio de 2023. El Tribunal de Quiebras concedió dicha solicitud ese mismo día. La sentencia emitida por el Tribunal de Quiebras al finalizar la etapa de juicio oral (trial) podrá ser apelada por las partes, y la apelación podría cubrir los asuntos decididos tanto en la fase de juicio sumario (summary judgment) como en la fase de juicio oral (trial).

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 Demandadas YPF, 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 Sociedad consideró oportunamente que éste es un evento que requería reconsiderar si la consolidación de las Entidades Maxus 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 en 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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

Generalmente, cuando una entidad se presenta para su reorganización 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 Maxus 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 de la petición voluntaria 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 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 bajo la Ley de Quiebras de Estados Unidos, el directorio de las Entidades Maxus no tiene discrecionalidad absoluta, dado que cualquier decisión fuera del curso ordinario de los negocios de las Entidades Maxus estará sujeta a la aprobación del Tribunal de Quiebras.

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.

Adicionalmente, el Plan Alternativo aprobado por el Tribunal de Quiebras fue confirmado y se hizo efectivo en julio de 2017, el cual tuvo como efecto, entre otras cosas, la cancelación de la participación de YPF Holdings e YCLH Holdings en el capital social de las Entidades Maxus y, como consecuencia, estas compañías dejaron de tener participación en las Entidades Maxus.

Por todo lo expuesto, la Sociedad entiende que YPF Holdings dejó de tener la capacidad de utilizar su poder sobre las Entidades Maxus 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.

33. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES

El Grupo posee las siguientes contingencias y reclamos, individualmente significativos, que en opinión 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 Superficiales de la Patagonia ("ASSUPA")**

ASSUPA demandó a empresas concesionarias de explotación y permisionarias de exploración de distintas cuencas (Neuquina 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



33. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

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 los 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.

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. El 29 de marzo de 2021 la Cámara de Apelaciones confirmó esta sentencia de primera instancia. 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 los 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. El 8 de noviembre de 2022 la Cámara de Apelaciones Federal en lo Contencioso Administrativo confirmó la resolución del Juzgado de Primera Instancia por la cual ordenó correr un nuevo traslado de la demanda.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



33. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

• 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.

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 con 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020

**33. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)****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.

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 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



33. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

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.

El proceso de prueba de expertos concluyó el 6 de abril de 2022. El 14 de abril de 2022 Petersen y Eton Park (los "Demandantes") e YPF y la República (los "Demandados") presentaron escritos de apertura en apoyo de las mociones cruzadas de juicio sumario en los reclamos de Petersen y Eton Park. Los Demandantes argumentan que el Tribunal de Distrito debería dictar una sentencia sumaria a su favor respecto de la responsabilidad y los daños reclamados a YPF y a la República, y reclaman daños totales por US\$ 15.900 millones, compuestos por US\$ 8.400 millones en daños directos y US\$ 7.500 millones en reclamos accesorios e intereses previos a la sentencia (pre-judgement interest) calculados hasta el 24 de septiembre de 2021. Los Demandantes también pretenden reservarse el derecho de solicitar en la etapa de juicio oral (trial) un monto de daños mayor en caso de que sea denegada una sentencia sumaria, lo que podría incrementar sustancialmente los daños reclamados. En sus escritos de apertura, tanto YPF como la República argumentan que no tienen ninguna responsabilidad ni deben indemnizar a los Demandantes y que, por lo tanto, el Tribunal de Distrito debería dictar una sentencia sumaria a su favor y desestimar todos los reclamos restantes en su contra. Las partes presentaron escritos de oposición y de réplica el 26 de mayo y el 23 de junio de 2022, respectivamente.

El 23 de junio de 2022 las mociones de juicio sumario de las partes habían sido completamente sustanciadas para que el Tribunal de Distrito decida sobre ellas. Aunque las partes han solicitado al Tribunal de Distrito una audiencia en la cual puedan presentar argumentos orales en apoyo de sus respectivas mociones, otorgar o no dicha audiencia antes de decidir sobre las mociones es una cuestión sujeta a la discreción del Tribunal de Distrito y, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, el Tribunal de Distrito no ha decidido sobre la solicitud de las partes de una audiencia.

De conformidad con el último calendario aprobado por el Tribunal de Distrito, si el juicio oral (trial) es necesario después de que éste 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 oral (trial) comenzará 115 días después de que dicho Tribunal 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 potencial 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 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



33. ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES (cont.)

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 Sociedad, en base a los elementos de juicio disponibles a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, ha considerado que constituyen contingencias posibles.

34. COMPROMISOS CONTRACTUALES

34.a) Concesiones de explotación y permisos de exploración

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 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. Adicionalmente se han obtenido prórrogas sobre ciertas concesiones y permisos y revertido ciertas áreas. A continuación se describen los acuerdos, concesiones y permisos más significativos que tuvieron lugar en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre 2022:

- **Concesiones de explotación UT Aguaragüe**

El 3 de febrero de 2023 YPF suscribió un Acta Acuerdo con la Provincia de Salta mediante la cual, entre otras condiciones: (i) se extendieron por 10 años, a partir del vencimiento de sus plazos originales, los plazos de las concesiones de explotación de las áreas Sierras de Aguaragüe, Campo Durán - Madrejones, Río Pescado y San Antonio Sur; (ii) se revirtió el área La Bolsa a partir de la fecha de vencimiento de la concesión; y (iii) se comprometieron inversiones de hasta US\$ 14,2 millones. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados se encuentra pendiente la ratificación de la suscripción del Acta Acuerdo por parte de la Provincia de Salta.

- **Carta de Intención con la Provincia de Santa Cruz**

En 2012 YPF suscribió con la Provincia de Santa Cruz un Acta Acuerdo aprobada por Ley Provincial N° 3.295 mediante la cual se extendieron por 25 años, a partir del vencimiento de sus plazos originales, el plazo de las concesiones de explotación de ciertas áreas, comprometiendo YPF la ejecución de un plan de inversiones en dichas concesiones.

El 1 de agosto de 2022 YPF suscribió una Carta de Intención con la Provincia de Santa Cruz mediante la cual, entre otros, se acordó: (i) readecuar el cronograma y destino de ciertas inversiones pendientes del Acta Acuerdo; (ii) reconocer a favor de la Provincia un monto resarcitorio de US\$ 10,23 millones que serán aplicados a aquellos proyectos de inversión social que sean acordados entre YPF y la Provincia; (iii) incrementar el plan de inversiones de YPF en dichas concesiones en US\$ 100 millones adicionales a los asumidos en el Acta Acuerdo; y (iv) aplicar una regalía máxima de 7,5% para la producción proveniente de los proyectos de recuperación terciaria que se encuentran presentados a la Provincia. El 27 de septiembre de 2022 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz la Ley N° 3.802 mediante la cual la Carta de Intención fue aprobada por la Legislatura de la Provincia.

- **Permiso de exploración Cerro Manrique**

El 12 de julio de 2022 mediante el Decreto N° 793/2022 del Poder Ejecutivo de la Provincia de Río Negro se otorgó a YPF el acceso a un segundo período exploratorio en el área Cerro Manrique por un período de 2 años.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



34. COMPROMISOS CONTRACTUALES (cont.)

• 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 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.

El 4 de 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.

En junio de 2022 se inició el proceso de reversión de la concesión del área Puesto Molina Norte. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, YPF permanece en el área custodiando y manteniendo los activos e instalaciones lo cual fue solicitado por la Provincia, hasta que finalice el proceso de reversión.

• Permisos de exploración offshore

El 20 de abril de 2022 mediante la Resolución SE N° 250/2022 se otorgó a Equinor Argentina AS (Sucursal Argentina) y a YPF la extensión por 2 años del plazo del primer período exploratorio del permiso de exploración otorgado sobre el área CAN 114.

El 22 de abril de 2022 mediante la Resolución SE N° 267/2022 se otorgó a Total Austral S.A. (Sucursal Argentina), Equinor Argentina AS (Sucursal Argentina) e YPF la extensión por 2 años del plazo del primer período exploratorio del permiso de exploración otorgado sobre el área MLO 123.

El 4 de mayo de 2022 mediante Resolución SE N° 321/2022 se otorgó a Equinor Argentina AS (Sucursal Argentina) y a YPF la extensión por 1 año del plazo del primer período exploratorio del permiso de exploración otorgado sobre el área CAN 102.

El 17 de mayo de 2022 mediante Resolución SE N° 372/2022 se otorgó a Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina), Shell Argentina S.A. ("Shell Argentina") y a YPF la extensión por 2 años del plazo del primer período exploratorio del permiso de exploración otorgado sobre el área CAN 100.

• 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.

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. El 16 de agosto de 2021 finalizó el proceso de protocolización de dicho contrato.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



34. COMPROMISOS CONTRACTUALES (cont.)

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.

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 los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020.

- **Cesión del permiso de exploración CAN 100 (offshore) - Reconversión Bloque E-1**

El 8 de octubre de 2019 YPF y Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina) suscribieron un acuerdo mediante el cual Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina) 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 Argentina BV (Sucursal Argentina). 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 de "Otros resultados operativos, netos".

El 14 de enero del 2021 YPF y Shell Argentina y Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina) y Shell Argentina suscribieron sendos acuerdos mediante los cuales YPF y Equinor Argentina BV (Sucursal Argentina) 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.

- **Acuerdo para el desarrollo del área Chihuido de la Sierra Negra Sudeste - Nambuenia**

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 - Nambuenia, 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 Nambuenia; 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 Nambuenia 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 Nambuenia.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



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) 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 de "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 de "Otros resultados operativos, netos".

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 natural firmes e interrumpibles de acuerdo con la normativa de exportación de gas natural vigente en 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 los permisos de exploración y las concesiones de explotación más relevantes ascienden a 829.409 al 31 de diciembre de 2022.

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 abonó la suma total de US\$ 150 millones, la cual incluyó un pago inicial de US\$ 22 millones y una suma restante en 18 pagos mensuales reconocida en el rubro de "Otros pasivos", dichos pagos se encontraban garantizados (ver Nota 34.e)).

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 de "Otros resultados operativos, netos".

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



34. COMPROMISOS CONTRACTUALES (cont.)

34.e) Garantías otorgadas

Al 31 de diciembre de 2022 el Grupo ha emitido garantías bancarias por US\$ 6 millones. YPF ha asumido otros compromisos por US\$ 259 millones con relación al cumplimiento de obligaciones de las sociedades del Grupo, de los cuales US\$ 157 fueron liberados a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados.

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 2022 y 2021 es de US\$ 160 millones (restando por cubrir US\$ 25 millones para llegar a un total de US\$ 185 millones) y US\$ 19 millones, respectivamente, 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.

Al 31 de diciembre de 2020, por el acuerdo descripto en la Nota 34.d), YPF 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 US\$ 30 millones. Al 31 de diciembre de 2022 dichas garantías se encuentran totalmente liberadas.

35. PRINCIPALES REGULACIONES

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: (i) exploración convencional: se divide el plazo en 2 períodos de hasta 3 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años; (ii) exploración no convencional: se divide el plazo en 2 períodos de hasta 4 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años, es decir, hasta un máximo de 13 años; y (iii) 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: (i) concesión de explotación convencional: 25 años; (ii) concesión de explotación no convencional: 35 años; y (iii) 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

- Los titulares de un permiso de exploración y concesión de explotación deberán pagar: (i) anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la escala que fije el PEN; y (ii) 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.

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 concesiones de 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 siendo explotadas 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 por 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, 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

35.b.2) Productos refinados

La Resolución ex SRH N° 5/2016, que reemplazó el Anexo II de la Resolución SE 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.

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 natural 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 y 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).

A partir del 1 de enero de 2021, desde la aprobación del Plan GasAr 2020-2024 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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 (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.

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 natural 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 natural 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.

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 emisión de los presentes 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 emisión de los presentes estados financieros consolidados la Sociedad presentó ante el Ministerio de Economía un reclamo administrativo por el pago de la segunda a la decimoctava cuota del régimen con más sus intereses.

35.c.2) Exportaciones de gas natural y 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

En particular, dicho procedimiento recepta la preferencia otorgada por el Plan GasAr 2020-2024 y Plan GasAr 2023-2028 (ver Nota 35.d.1)) en favor de los adjudicatarios, quienes tendrán condiciones preferenciales de exportación en firme.

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 natural y transferencia de las acciones de Metrogas.

Las tarifas para el servicio de distribución de gas natural 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 con 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 de Distribución; 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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.

Cuadros tarifarios y renegociación tarifaria

La Ley de Emergencia Pública de 2002 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 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 7 de diciembre de 2022 se publicó el Decreto N° 815/2022 que extendió el plazo de la intervención administrativa del ENARGAS hasta el 1 de enero del 2024 o hasta que finalice la RTI y el plazo de la negociación de la RTI hasta el 16 de diciembre de 2023.

El 1 de junio de 2022 se publicó en el BO la Resolución ENARGAS N° 214/2022 que aprueba los cuadros tarifarios a aplicar por Metrogas, que incorporan los nuevos precios de gas natural en el PIST aplicables a partir del 1 de junio de 2022 aprobados mediante la Resolución SE N° 403/2022. El 1 de marzo de 2023 mediante la Resolución ENARGAS N° 97/2023 entraron en vigencia los nuevos cuadros tarifarios a aplicar por Metrogas hasta el 1 de mayo de 2023.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (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

El 28 de diciembre de 2016 Metrogas recibió del ENARGAS una Nota 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 alzada 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 recursos 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 térmica convencional y energía renovable a través de YPF EE y CT Barragán.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (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. 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: (i) generación; (ii) transporte; (iii) distribución; y (iv) 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 de la SE que implementan nuevos esquemas de remuneración para el sector de generación de energía eléctrica.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

El 26 de febrero de 2020 se publicó la Resolución SE N° 31/2020 a través de la cual se pesificó la remuneración de la generación de energía eléctrica no comprometida en cualquier tipo de contrato (fijada en dólares desde la publicación de la Resolución ex SEE N° 19/2017). Posteriormente, la SE, a través de nuevas resoluciones ha ido determinando incrementos en el mencionado régimen de remuneración. El 14 de diciembre de 2022 se publicó la Resolución SE N° 826/2022, la cual estableció los incrementos vigentes de dichas remuneraciones.

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.

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: (i) el sistema de compra conjunta (a través de CAMMESA); (ii) la suscripción de los Contratos de Abastecimiento de Energía ("CAE") privados; o (iii) 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, ex MEyM 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 interno 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 natural 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 natural no convencional. Las compensaciones derivadas del Programa Resolución 46 se abonarían 88% a las empresas productoras y 12% a la Provincia en la que se encontrara el área de concesión partícipe de dicho Programa.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

En el marco del Programa Resolución 46 la Sociedad ha impugnado administrativamente distintas Resoluciones de pago.

Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024 ("Plan GasAr 2020-2024")

El 16 de noviembre de 2020 se publicó el Decreto N° 892/2020 que aprueba el Plan GasAr 2020-2024, 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 2020-2024, 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 2020-2024 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 2020-2024. 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 2020-2024 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 2020-2024 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 natural 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 2022 la Sociedad ha percibido del Estado Nacional compensaciones provisorias por un total de 13.462.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del país 2023-2028 ("Plan GasAr 2023-2028")

El 4 de noviembre de 2022 se publicó el Decreto N° 730/2022 que aprueba el Plan GasAr 2023-2028, que faculta a la SE a instrumentar el esquema de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST, aplicable a los acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco de este Plan, que garantice la libre formación y transparencia de los precios conforme a lo establecido en la Ley N° 24.076-y los volúmenes que la SE establezca a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda considerando la capacidad de transporte.

Asimismo, el Plan GasAr 2023-2028 modifica el esquema previsto para el otorgamiento de autorizaciones de exportación de gas natural estableciendo cupos de exportación a ser asignados a los productores participantes en función de determinados criterios conforme lo determina la reglamentación. No obstante, ningún adjudicatario podrá exportar en cada período estacional más del 30% del volumen total autorizado a exportar o más del 50% de su compromiso de entrega en el marco del Plan GasAr 2023-2028, lo que resulte menor, conforme lo determina la reglamentación.

El 23 de diciembre de 2022 se publicó la Resolución SE N° 860/2022 que dispuso: (i) la aprobación del concurso público nacional convocado por la Resolución SE N° 770/2022; (ii) la extensión de los compromisos de entrega asumidos por los productores en el marco del Plan GasAr 2020-2024 para el abastecimiento de las licenciatarias de distribución, subdistribuidoras, ENARSA y CAMMESA desde el 1 de enero de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2028 por un volumen de hasta 20.900.000 m³/d; (iii) y la adjudicación de volúmenes de gas natural a los oferentes. Por la mencionada Resolución se adjudicaron a la Sociedad volúmenes de abastecimiento anual de gas natural correspondientes a la cuenca Neuquina de hasta 965.000 m³/d ("Gas Plano Enero") y un volumen invernal de gas natural de hasta 3.250.000 m³/d ("Gas de Pico 2024") en el marco del Plan GasAr 2023-2028.

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.

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 recursos 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 mediante la Resolución SE 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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 de 2005 y N° 26.546 de 2009 se autorizó a extender el acuerdo 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 propano a un precio determinado, contra el pago de una compensación económica a las productoras de GLP por los menores ingresos percibidos. Actualmente se encuentra vigente el 19° acuerdo de prórroga del Acuerdo Propano Redes.

35.d.3) 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 ("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 con 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.d.4) Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo ("RADPIP") y Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Gas Natural ("RADPIGN") - Decreto N° 277/2022

El 26 de mayo de 2022 mediante el Decreto N° 277/2022 el Estado Nacional dispuso la creación de los regímenes RADPIP y RADPIGN, para obtener los beneficios que se detallan a continuación las empresas deberán: (i) estar inscriptas en el Registro de Empresas Petroleras y ser titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos; (ii) adherir a dichos regímenes en los términos que establezca la SE; (iii) obtener producción incremental en los términos definidos en el Decreto; y (iv) cumplir con el Régimen de Promoción del Empleo, del Trabajo y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera.

Los beneficiarios de los regímenes RADPIP y RADPIGN tendrán, por un porcentaje de la producción incremental según el punto (iii) anterior, acceso a divisas en el Mercado de Cambios para destinar al pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con compañías vinculadas no residentes y/o utilidades y dividendos. Dicho acceso al Mercado de Cambios no estará sujeto al requisito de conformidad previa del BCRA (ver Nota 35.g)).

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

35.d.5) 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 plazo 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 plazo de hasta 3 años.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados hemos recibido la aprobación de las propuestas presentadas para el Programa I, que involucran proyectos en la áreas de Barrancas, Vizcacheras y Loma Alta Sur.

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.

En el marco de este Programa, YPF ha suscripto acuerdos con la Provincia de Neuquén para obtener los beneficios de dicho Programa que involucran proyectos en las áreas de Octógono Fiscal y Al Norte de La Dorsal.

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.

En el marco de este Programa, YPF presentó proyectos que involucran a las áreas Manantiales Behr, Campamento Central - Cañadón Pérdido, Restinga Alí y El Trébol.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados la Provincia de Chubut ha otorgado el beneficio de una reducción del 50% de la alícuota de regalías por el término de 10 años para: (i) la producción incremental proveniente del Proyecto Piloto de Inyección de Polímeros en el área El Trébol a través del Decreto N° 166/2022, reduciendo la alícuota de regalías al 6% para dicha producción; y (ii) la producción proveniente del Proyecto Desarrollo Primaria Costa Afuera en el área Restinga Alí a través del Decreto N° 184/2022, reduciendo la alícuota de regalías al 6% para la producción de petróleo obtenida de hasta 6 pozos en dicha área.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

35.e) Regulaciones fiscales

35.e.1) Impuesto a las ganancias

La Ley N° 27.468 publicada en el BO el 4 de diciembre de 2018 dispuso que, a los fines de aplicar el procedimiento de ajuste por inflación impositivo 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 2022, 2021 y 2020 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 de Solidaridad 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 establecida por la Reforma Tributaria 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%.

Pago a cuenta para sujetos con ingresos extraordinarios

El 16 de agosto de 2022 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 5.248/2022 que estableció el pago por única vez de un anticipo extraordinario a cuenta del impuesto a las ganancias a cargo de las sociedades que cumplieran alguno de los siguientes parámetros en el período fiscal 2021 o 2022: (i) un impuesto determinado de 100 millones de pesos o más; y/o; (ii) un resultado impositivo, sin aplicar los quebrantos, de 300 millones de pesos o más. Este anticipo se determina aplicando: (i) para los sujetos cuya base de determinación de los anticipos por el régimen general sea superior a 0 pesos, el 25% a la base de cálculo de anticipos que vienen utilizando; y (ii) para el resto de los sujetos, el 15% al resultado impositivo sin considerar los quebrantos.

Ley de Presupuesto 2023 - Diferimiento del ajuste por inflación impositivo

El 1 de diciembre de 2022 se publicó en el BO la Ley N° 27.701 que modifica la Ley de Impuesto a las Ganancias y establece la posibilidad de diferir el ajuste por inflación impositivo contemplado en dicha Ley correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1 de enero de 2022, permitiendo imputarse a opción del contribuyente un tercio en ese período fiscal y los dos tercios restantes en partes iguales, en los 2 períodos inmediatos siguientes. Este beneficio solo resultará procedente para los sujetos cuya inversión en la compra, construcción, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de uso excepto automóviles, durante cada uno de los 2 períodos fiscales inmediatos siguientes al del cómputo del primer tercio del período de que se trate, sea superior o igual a 30.000 millones de pesos.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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

A partir de la existencia de precios de mercado para los productos derivados del petróleo tras la desregulación del sector de 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 de 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.

Posteriormente, la Reforma Tributaria modificó nuevamente dicho mecanismo reestableciendo los montos fijos por litro, los cuales son actualizados trimestralmente sobre la base de las variaciones del IPC.

Régimen de Incentivos al Abastecimiento Interno de Combustibles ("RIAIC")

El 16 de junio de 2022 se publicó en el BO el Decreto N° 329/2022 a través del cual se creó un régimen de incentivos mediante el reconocimiento de un monto equivalente al que las empresas refinadoras y/o refinadoras integradas deban pagar en concepto de Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono ("Impuesto a los combustibles") por las importaciones de gasoil, el cual podrá ser aplicado al importe a cancelar en concepto de dicho impuesto. El RIAIC será aplicable sobre las importaciones de gasoil y transferencias de petróleo perfeccionadas entre el 16 de junio y 16 de agosto de 2022 que cumplan con ciertos requisitos establecidos en dicho Decreto y su correspondiente reglamentación.

El 22 de febrero de 2023 se publicó en el BO el Decreto N° 86/2023 a través del cual se restablece el RIAIC reconociendo un monto equivalente al que las empresas refinadoras y/o refinadoras integradas deban pagar en concepto de Impuesto a los combustibles por las importaciones de gasoil y naftas realizadas entre el 1 de enero y 28 de febrero del 2023, el cual podrá ser aplicado al importe a cancelar en concepto de dicho impuesto hasta un límite del 20% y 17% de las ventas en el mercado interno de gasoil y nafta importados, respectivamente, que cumplan con ciertos requisitos establecidos en dicho Decreto y su correspondiente reglamentación.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

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 la misma 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, el 25 de febrero de 2022 se publicó en el BO la Resolución General AFIP N° 5.157/2022 por la cual se estableció que el acogimiento al régimen de regularización antes descripto podría realizarse hasta el 31 de marzo de 2022, inclusive, plazo que fue prorrogado hasta el 29 de abril de 2022 por medio de la Resolución General AFIP N° 5.181/2022 publicada en el BO el 1 de abril de 2022.

35.f) Regulaciones aduaneras

• 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 de 2017. Los mecanismos fueron variando entre el establecimiento de importes fijos y alcúotas 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 crudo Brent es igual o menor a 45 US\$/bbl) hasta el 8% (cuando el precio del crudo 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 alcúota 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 estableció un impuesto del 33% (el máximo permitido por la Ley N° 27.541) a la exportación de soja y subproductos de soja. La alcúota para la exportación de trigo, maíz y sorgo se mantuvo en 12%.

El 5 de octubre de 2020 se publicó en el BO el Decreto N° 790/2020 el cual fijó los derechos de exportación para la soja y los subproductos como el aceite y la harina de soja, se fijaron en 33% y 31%, respectivamente, a partir de enero de 2021. A partir de marzo 2022, los derechos de exportación para los productos mencionados se fijaron en 33%. A partir de enero de 2023 se restablecieron los derechos de exportación establecidos por el Decreto 790/2020.

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

35.g) Regulaciones del BCRA

Con el fin de regular el acceso al Mercado de Cambios para los pagos de importaciones de bienes o servicios, pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior, y el pago de utilidades y dividendos, entre otros conceptos, el BCRA estableció los siguientes requisitos:

- (i) La necesidad de conformidad previa por parte del BCRA para la cancelación de capital bajo en deudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una parte vinculada al deudor, salvo que se cumplan determinadas condiciones establecidas en la norma.
- (ii) Liquidar a través del Mercado de Cambios dentro de un determinado plazo los 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.
- (iii) La obligación de presentar un plan de refinanciación para 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.
- (iv) La necesidad de contar con una declaración jurada para importaciones de bienes y servicios, permitiendo a las empresas con participación estatal mayoritaria acceder al Mercado de Cambios en forma anticipada.

A través de la Comunicación "A" 7.621, los requerimientos mencionados en los puntos (i), (ii) y (iii) se extienden hasta el 31 de diciembre de 2023 inclusive.

Asimismo, a partir de julio de 2022, el BCRA incorporó requisitos adicionales para acceder al Mercado de Cambios sin conformidad previa, los cuales incluyen la presentación de una declaración jurada en la que se deja constancia que:

- La totalidad de las tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en una cuenta bancaria local, y no se posee activos externos líquidos disponibles y certificados de depósitos argentinos representativos de acciones extranjeras que conjuntamente superen los US\$ 100.000. Aquellas tenencias que superen dicho monto deberán ser liquidadas hasta el 19 de agosto de 2022 inclusive.
- No se realizaron dentro de los 90 días previos al acceso al Mercado de Cambios determinadas operaciones de venta, canje y transferencia de títulos valores, y asimismo se asume el compromiso de no realizar este tipo de operaciones dentro de los 90 días posteriores al acceso al Mercado de Cambios.

35.h) Marco normativo CNV

Información financiera

Las principales simplificaciones para las entidades que presenten información financiera preparada sobre la base de las 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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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



35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)

(ii) Podrá presentar sus estados financieros consolidados y separados (individuales) por periodos intermedios en la forma condensada prevista en la NIC 34.

- Permitir que la información solicitada en anexos sea presentada en notas. A continuación, se detallan las notas a los estados financieros consolidados que exponen dicha información solicitada:

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

Requisitos de información como Agente de liquidación y compensación

La Sociedad se encuentra inscrita por la CNV en la categoría "Agente de liquidación y compensación y Agente de negociación - Propio" matrícula N° 549, que considerando la operatoria que realiza la Sociedad, 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.

De acuerdo con la norma de la CNV, la Sociedad queda incluida en lo establecido por el artículo 5 c), Capítulo II, Título VII de la norma de la CNV, "Agente de Liquidación y Compensación - Participante Directo". En este sentido, según el artículo 13, Capítulo II, Título VII de la norma de la CNV, al 31 de diciembre de 2022 el patrimonio de la Sociedad supera el patrimonio mínimo requerido por dichas normas, que es de 88.

Guarda de documentación

De acuerdo con lo establecido por el artículo 48, Sección XII, Capítulo IV, Título II de la norma de la CNV, informamos que la documentación respaldatoria de las operaciones de la Sociedad que no se encuentra en la sede social inscrita, se encuentra en los depósitos de las siguientes empresas:

- AdeA Administradora de Archivos S.A., Planta 3 - Ruta 36, Km 31,5 - Florencio Varela - Provincia de Buenos Aires.
- File S.R.L., 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 social inscrita, el detalle de la documentación dada en guarda, como así también la documentación del artículo 5 a) 3), Sección I, Capítulo V, Título II de la norma de la CNV.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****35. PRINCIPALES REGULACIONES (cont.)**Resolución General N° 941/2022

El 28 de octubre de 2022 se publicó en el BO la Resolución General N° 941/2022 de la CNV la cual introduce determinadas disposiciones para aquellas emisoras con moneda funcional distinta a la moneda de curso legal en Argentina que en relación con sus operaciones propias desarrollen políticas contables de presentación y revelación en las que las diferencias de conversión originadas en las cuentas de ganancias reservadas y resultados no asignados se presenten apropiadas a las partidas que les dieron origen.

En este sentido, según el artículo 5, Título IV, Capítulo III de la norma de la CNV, se incluyen a continuación el efecto de conversión originado en las cuentas de "Capital", "Ajuste de capital", "Acciones propias en cartera" y "Ajuste de acciones propias en cartera" del patrimonio:

	2022	2021	2020
Saldo al inicio del ejercicio	393.570	320.535	225.120
Otros resultados integrales	292.773	73.035	95.415
Saldo al cierre del ejercicio	686.343	393.570	320.535

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, el efecto de conversión correspondiente a la cuenta de "Primas de emisión" asciende a 112.678, 65.037 y 53.152, respectivamente, y se incluye dentro de la cuenta de "Otros resultados integrales".

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, el efecto de conversión correspondiente a las cuentas de "Planes de beneficios basados en acciones", "Costo de adquisición de acciones propias" y "Primas de negociación de acciones propias" asciende a (7.318), (3.730) y (3.157), respectivamente, y se incluye dentro de la cuenta de "Otros resultados integrales".

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 2022, 2021 y 2020, así como las operaciones con las mismas por los ejercicios finalizados en dichas fechas.

	2022				
	Otros créditos	Créditos por ventas	Inversiones en activos financieros	Cuentas por pagar	Pasivos de contratos
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:					
Profertil	-	1.382	-	2.171	-
MEGA	-	7.498	-	113	-
Refinor	-	2.345	-	446	-
Y-GEN I	-	73	-	-	-
YPF EE	751	1.126	-	7.088	-
OLCLP	31	-	-	425	-
Sustentator	-	-	-	4	-
CT Barragán	-	-	-	-	-
OTA	-	-	-	54	-
OTC	-	-	-	-	-
	782	12.424	-	10.301	-
Asociadas:					
CDS	-	1	-	-	-
YPF Gas	269	1.575	-	457	-
Oldelval	3.222	3	-	1.914	-
Termap	-	-	-	461	-
GPA	-	-	-	293	-
Oiltanking	-	1	-	688	-
Gas Austral	-	52	-	1	-
	3.491	1.632	-	3.814	-
	4.273	14.056	-	14.115	-

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020

36. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)

2021					
	Otros créditos	Créditos por ventas	Inversiones en activos financieros	Cuentas por pagar	Pasivos de contratos
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:					
Profertil	19	1.146	-	884	-
MEGA	-	4.397	-	572	-
Refinor	-	1.949	-	64	-
Y-GEN I	-	-	-	-	-
YPF EE	385	1.277	803	3.375	74
OLCLP	31	-	-	164	-
Sustentator	-	-	-	5	-
CT Barragán	-	-	-	-	-
OTA	14	-	-	11	-
OTC	-	-	-	-	-
	<u>449</u>	<u>8.769</u>	<u>803</u>	<u>5.075</u>	<u>74</u>
Asociadas:					
CDS	-	1	-	-	-
YPF Gas	114	749	-	220	-
Oldelval	-	2	-	366	-
Termap	-	-	-	139	-
GPA	-	-	-	310	-
Oiltanking	-	1	-	209	-
Gas Austral	-	42	-	-	-
	<u>114</u>	<u>795</u>	<u>-</u>	<u>1.244</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 ventas	Inversiones en activos financieros	Cuentas por pagar	Pasivos de contratos
	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente	Corriente
Negocios conjuntos:					
Profertil	12	641	-	484	-
MEGA	-	2.650	-	261	-
Refinor	-	577	-	75	-
Y-GEN I	-	-	-	-	-
YPF EE	389	794	-	2.504	56
OLCLP	79	7	-	168	-
Sustentator	-	-	-	2	-
CT Barragán	-	-	-	-	-
OTA	12	-	-	9	-
OTC	8	-	-	-	-
	<u>500</u>	<u>4.669</u>	<u>-</u>	<u>3.503</u>	<u>56</u>
Asociadas:					
CDS	-	144	-	10	-
YPF Gas	51	322	-	180	-
Oldelval	-	1	-	450	-
Termap	-	-	-	182	-
GPA	-	-	-	25	-
Oiltanking	-	1	-	304	-
Gas Austral	-	23	-	1	-
	<u>51</u>	<u>491</u>	<u>-</u>	<u>1.152</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 9 - MARZO - 2023Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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° 202GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****36. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)**

	2022			2021			2020		
	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	10.374	27.521	-	5.454	11.019	-	5.111	4.883	-
MEGA	32.682	340	13	18.974	1.298	-	12.408	2.281	-
Refinor	18.851	4.847	1	12.580	1.407	-	2.750	706	-
Y-GEN I	57	-	-	-	-	-	-	-	-
YPF EE	4.531	17.614	-	6.145	9.734	-	3.647	5.184	-
OLCLP	168	1.497	-	95	774	-	115	571	-
Sustentator	-	5	-	-	18	-	-	4	-
CT Barragán	6	-	-	-	-	-	-	-	-
OTA	3	449	-	2	167	-	2	76	-
OTC	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	<u>66.672</u>	<u>52.273</u>	<u>14</u>	<u>43.250</u>	<u>24.417</u>	<u>-</u>	<u>24.033</u>	<u>13.705</u>	<u>-</u>
Asociadas:									
CDS	1	-	5	390	-	(72)	838	8	8
YPF Gas	10.079	1.263	8	5.597	775	-	2.401	345	3
Oldelval	62	6.961	10	16	3.521	-	57	2.893	2
Termap	-	2.820	-	-	1.791	-	-	1.309	-
GPA	-	2.444	-	-	1.757	-	-	1.176	-
Oiltanking	10	3.832	-	7	2.368	-	5	1.542	-
Gas Austral	632	3	-	496	3	-	223	-	-
	<u>10.784</u>	<u>17.323</u>	<u>23</u>	<u>6.506</u>	<u>10.215</u>	<u>(72)</u>	<u>3.524</u>	<u>7.273</u>	<u>13</u>
	<u>77.456</u>	<u>69.596</u>	<u>37</u>	<u>49.756</u>	<u>34.632</u>	<u>(72)</u>	<u>27.557</u>	<u>20.978</u>	<u>13</u>

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023HORACIO 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 9 - MARZO - 2023DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 3GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****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 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)		
		2022	2021	2020	2022	2021	2020
SGE	(1) (21)	-	-	12.607	-	-	-
SGE	(2) (21)	-	1.610	3.330	-	3.696	3.992
SGE	(3) (21)	12.724	4.397	-	25.144	16.473	-
SGE	(4) (21)	1.654	472	228	1.946	837	234
SGE	(5) (21)	-	-	240	-	-	-
SGE	(6) (21)	167	188	625	-	-	150
SGE	(7) (21)	1.169	131	440	1.501	880	845
SGE	(8) (21)	6.813	6.775	6.126	-	-	-
Ministerio de Transporte	(9) (21)	1.453	918	2.802	6.498	6.373	4.515
AFIP	(10) (21)	6.744	-	-	6.744	-	-
Secretaría de Industria	(11) (21)	-	-	-	422	686	-
ANSES	(12) (21)	-	-	-	-	-	1.539
Ministerio de Trabajo, Empleo y Seguridad Social y AFIP	(13) (21)	-	-	-	-	230	-
CAMMESA	(14)	19.178	12.779	7.098	55.197	56.633	26.054
CAMMESA	(15)	(687)	(1.173)	(983)	(3.173)	(8.063)	(5.678)
ENARSA	(16)	12.522	8.970	5.998	17.534	11.924	10.992
ENARSA	(17)	(17.149)	(7.866)	(2.640)	(5.157)	(3.429)	(1.650)
Aerolíneas Argentinas S.A.	(18)	15.823	2.618	6.009	55.705	12.340	4.641
Aerolíneas Argentinas S.A.	(19)	-	-	-	(197)	(133)	-
Agua y Saneamientos Argentinos S.A.	(20)	1.700	1.754	-	-	3.121	-

- (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 2020-2024. 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. 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.
- (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. Consisten en compensaciones económicas recibidas como producto de la aplicación de beneficios y/o bonificaciones a los usuarios resultantes de la normativa vigente en materia de tarifaria social del servicio de distribución de gas natural por redes.
- (8) Compensación por el Decreto 1.053/2018. Ver Nota 35.c.1).
- (9) Compensación 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 con el aseguramiento del suministro de volúmenes gasoil que cubran las necesidades del mercado interno.
- (10) Beneficios por el RIAIC. Ver Nota 35.e.3).
- (11) Incentivo por la fabricación nacional de bienes de capital en beneficio de AESA. Se materializa mediante la emisión de un bono fiscal computable como crédito fiscal para el pago de impuestos nacionales (impuesto a las ganancias, IVA e impuestos internos), en la medida en que el fabricante cuente con establecimientos industriales radicados en el territorio nacional.
- (12) Beneficios reconocidos por el Programa de Asistencia al Trabajo y la Producción en beneficio de AESA y OPESSA. Ver Nota 26.
- (13) Beneficios reconocidos por el Programa de Recuperación Productiva II ("REPRO II") en beneficio de OPESSA. Ver Nota 26.
- (14) Provisión de fuel oil, gasoil y gas natural.
- (15) Compras de energía.
- (16) Ventas de gas natural, GNL y prestación de servicios de regasificación de GNL en Escobar y Bahía Blanca.
- (17) Compras de gas natural y petróleo.
- (18) Ventas de combustible aeronáutico.
- (19) Compras de millas para el Programa YPF Serviclub.
- (20) Venta de activos mantenidos para su disposición.
- (21) Ingresos por incentivos reconocidos de acuerdo con la NIC 20. Ver Nota 2.b.11).

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.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****36. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS (cont.)**

Por otro lado, el Grupo posee Bonos de la República Argentina 2029 y 2030 identificados como inversiones en activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, y letras y bonos del Tesoro identificados como inversiones en activos financieros a costo amortizado. Ver Nota 14.

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, las mencionadas participaciones no han 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 2022, 2021 y 2020 YPF y CHNC han realizado transacciones, entre las cuales se destacan las compras de petróleo por parte de YPF, por 61.498, 40.941 y 14.962, 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 2022, 2021 y 2020 asciende a 8.175, 3.004 y 6.462, 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 2022, 2021 y 2020:

	2022	2021	2020
Beneficios de corto plazo para empleados ⁽¹⁾	2.285	1.209	719
Beneficios basados en acciones	178	135	161
Beneficios posteriores al empleo	94	56	32
Beneficios de terminación	1.130	154	242
	<u>3.687</u>	<u>1.554</u>	<u>1.154</u>

(1) No incluye aportes patronales por 507, 257 y 182 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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 de beneficios y obligaciones similares implementados por el Grupo.

Planes de retiro

El cargo a resultados relacionado con el plan de retiro fue de 749, 286 y 211 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

Programas de bonificación por objetivos y evaluación del desempeño

El cargo a resultados relacionado con los programas de bonificación fue de 21.657, 7.082 y 4.231 por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

Planes de beneficios basados en acciones

En consistencia con los planes de beneficios basados en acciones aprobados en años anteriores, el Directorio de la Sociedad:

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

HORACIO UBALDO KUNTSLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 184 - Fº 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 233 - Fº 73

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.
- En su reunión del 15 de septiembre de 2022 resolvió aprobar la creación de un nuevo plan de compensación basado en acciones 2022-2025 con vigencia por 3 años a partir del 1 de agosto de 2022 (fecha de entrada en vigencia), con características similares a los esquemas implementados anteriormente.

Las recompras de acciones propias se exponen en la Nota 30. El costo de dichas recompras se expone en el patrimonio en la cuenta 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 de "Capital" y "Ajuste de capital" a las cuentas de "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 de "Remuneraciones y cargas sociales" incluido en la línea de "Provisión por bonificaciones e incentivos". Dicho pasivo se mide a su valor razonable al final de cada período con cargo al resultado integral del ejercicio. El cambio descrito en las condiciones del Plan no tiene efectos significativos.

A continuación, se detalla la evolución de la cantidad de acciones vinculadas a los planes de beneficios basados en acciones al cierre de los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

Plan 2017 - 2020

	2022	2021	2020
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	183.201
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	-	-	(179.160)
- Expiradas	-	-	(4.041)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	-	-	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	-	37
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	-	20,26

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante 2020.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 184 - Fº 202

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3

GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 233 - Fº 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS****POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020****37. PLANES DE BENEFICIOS Y OBLIGACIONES SIMILARES (cont.)****Plan 2018 - 2021**

	2022	2021	2020
Cantidad al inicio del ejercicio	-	237.082	508.458
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	-	(230.254)	(246.457)
- Expiradas	-	(6.828)	(24.919)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	-	-	237.082
Gasto reconocido durante el ejercicio	-	38	127
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	-	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.

Plan 2019 - 2022

	2022	2021	2020
Cantidad al inicio del ejercicio	258.904	467.368	758.690
- Concedidas	-	-	-
- Liquidadas	(192.225)	(182.510)	(246.236)
- Expiradas	(66.679)	(25.954)	(45.086)
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	-	258.904	467.368
Gasto reconocido durante el ejercicio	50	168	293
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	9,97	9,97	9,97

(1) El plan tuvo 7 meses de vida durante el 2022, en tanto tenía 7 meses restantes al 31 de diciembre de 2021 y entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2020.

Plan 2020 - 2023

	2022	2021	2020
Cantidad al inicio del ejercicio	469.779	774.150	-
- Concedidas	-	-	774.150
- Liquidadas	(308.298)	(263.914)	-
- Expiradas	(22.435)	(40.457)	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	139.046	469.779	774.150
Gasto reconocido durante el ejercicio	81	180	108
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	4,75	4,75	4,75

(1) El promedio de vida restante del plan es de 7 meses al 31 de diciembre de 2022, en tanto tenía entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2021 y entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2020.

Plan 2021 - 2024

	2022	2021	2020
Cantidad al inicio del ejercicio	1.252.400	-	-
- Concedidas	-	1.252.400	-
- Liquidadas	(418.598)	-	-
- Expiradas	(14.979)	-	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	818.823	1.252.400	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	781	160	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	8,00	8,00	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 7 y 19 meses al 31 de diciembre de 2022, en tanto tenía entre 7 y 31 meses al 31 de diciembre de 2021.

Plan 2022 - 2025

	2022	2021	2020
Cantidad al inicio del ejercicio	-	-	-
- Concedidas	962.150	-	-
- Liquidadas	-	-	-
- Expiradas	-	-	-
Cantidad al cierre del ejercicio ⁽¹⁾	962.150	-	-
Gasto reconocido durante el ejercicio	136	-	-
Valor de mercado de la acción al momento de concesión (en dólares)	6,67	-	-

(1) El promedio de vida restante del plan es entre 8 y 32 meses al 31 de diciembre de 2022.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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° 202GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

YPF SOCIEDAD ANONIMA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 Y 2020



38. ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO

	2022			2021			2020		
	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	19	176,96	3.436	27	102,52	2.771	27	83,95	2.233
Pesos bolivianos	7	25,43	177	7	14,73	103	7	12,06	84
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses	- ⁽²⁾	176,96	6	28	102,52	2.836	98	83,95	8.221
<u>Inversiones en activos financieros</u>									
Dólares estadounidenses	202	176,96	35.664	25	102,52	2.534	-	-	-
Total del activo no corriente			39.283			8.244			10.538
Activo corriente									
<u>Otros créditos</u>									
Dólares estadounidenses	190	176,96	33.631	267	102,52	27.403	176	83,95	14.762
Euros	2	189,26	336	- ⁽²⁾	115,89	43	3	103,07	259
Yenes	-	-	-	-	-	-	105	0,81	85
Pesos chilenos	12.424	0,21	2.609	9.733	0,12	1.168	9.242	0,12	1.109
Libras esterlinas	1	214,30	156	-	-	-	1	114,22	143
Reales	9	33,94	305	13	18,39	239	-	-	-
Pesos bolivianos	-	-	-	14	14,73	205	14	12,06	168
<u>Créditos por ventas</u>									
Dólares estadounidenses	598	176,96	105.764	552	102,52	56.589	657	83,95	55.196
Euros	- ⁽²⁾	189,26	4	- ⁽²⁾	115,89	1	- ⁽²⁾	103,07	2
Pesos chilenos	18.829	0,21	3.954	11.825	0,12	1.419	7.108	0,12	853
Reales	38	33,94	1.290	54	18,39	993	-	-	-
<u>Inversiones en activos financieros</u>									
Dólares estadounidenses	171	176,96	30.229	342	102,52	35.063	118	83,95	9.882
<u>Efectivo y equivalentes de efectivo</u>									
Dólares estadounidenses	374	176,96	66.100	175	102,52	17.952	126	83,95	10.593
Pesos chilenos	1.829	0,21	384	1.017	0,12	122	608	0,12	73
Pesos bolivianos	-	-	-	7	14,73	105	-	-	-
Reales	12	33,94	407	18	18,39	331	-	-	-
Total del activo corriente			245.169			141.633			93.125
Total del activo			284.452			149.877			103.663
Pasivo no corriente									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses	2.454	177,16	434.810	2.315	102,72	237.848	1.991	84,15	167.542
Reales	10	33,94	339	10	18,39	184	-	-	-
<u>Pasivos por arrendamientos</u>									
Dólares estadounidenses	272	177,16	48.224	276	102,72	28.335	274	84,15	23.069
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses	5.834	177,16	1.033.550	6.321	102,72	649.260	6.129	84,15	515.765
Reales	4	33,94	136	23	18,39	423	-	-	-
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses	19	177,16	3.302	9	102,72	968	35	84,15	2.960
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses	4	177,16	732	4	102,72	399	3	84,15	275
Total del pasivo no corriente			1.521.093			917.417			709.611
Pasivo corriente									
<u>Provisiones</u>									
Dólares estadounidenses	133	177,16	23.550	120	102,72	12.360	40	84,15	3.367
Pesos chilenos	-	-	-	-	-	-	575	0,12	69
<u>Impuesto a las ganancias</u>									
Reales	5	33,94	170	2	18,39	37	-	-	-
<u>Cargas fiscales</u>									
Pesos Bolivianos	-	-	-	21	14,76	316	-	-	-
Pesos Chilenos	4.495	0,21	944	3.360	0,12	403	1.375	0,12	165
Reales	6	33,94	204	10	18,39	184	-	-	-
<u>Remuneraciones y cargas sociales</u>									
Dólares estadounidenses	11	177,16	1.862	10	102,72	990	9	84,15	731
Pesos chilenos	-	-	-	430	0,12	52	-	-	-
Reales	1	33,94	34	1	18,39	18	-	-	-
<u>Pasivos por arrendamientos</u>									
Dólares estadounidenses	294	177,16	52.056	266	102,72	27.277	263	84,15	22.093
<u>Préstamos</u>									
Dólares estadounidenses	1.024	177,16	181.477	698	102,72	71.674	1.436	84,15	120.839
Pesos chilenos	2.519	0,21	529	2.950	0,12	354	2.958	0,12	355
Reales	57	33,94	1.934	51	18,39	938	-	-	-
<u>Otros pasivos</u>									
Dólares estadounidenses	13	177,16	2.359	34	102,72	3.468	108	84,15	9.062
<u>Cuentas por pagar</u>									
Dólares estadounidenses	1.147	177,16	203.236	846	102,72	86.878	831	84,15	69.942
Euros	21	189,92	4.033	20	116,37	2.280	17	103,53	1.770
Libras esterlinas	- ⁽²⁾	214,30	95	1	138,54	80	- ⁽²⁾	113,81	25
Yenes	150	1,35	203	164	0,89	146	384	0,82	315
Franco suizos	- ⁽²⁾	191,69	69	1	112,40	84	-	-	-
Reales	36	33,94	1.231	42	18,39	777	-	-	-
Pesos chilenos	4.281	0,21	899	3.379	0,12	405	6.400	0,12	768
Total del pasivo corriente			474.885			208.721			229.501
Total del pasivo			1.995.978			1.126.138			939.112

(1) Tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 según el BNA.

(2) Valor registrado menor a 1.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023HORACIO UBALDO KUNSTLER
Por Comisión Fiscalizadora
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 184 - Fº 202Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023DELOITTE & Co. S.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 3GUILLERMO D. COHEN
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 233 - Fº 73

**39. HECHOS POSTERIORES**

El 10 de enero de 2023 la Sociedad emitió las siguientes ON:

- ON Clase XXI denominadas en dólares y a pagar en pesos a una tasa de interés fija del 1% nominal anual con vencimiento a 36 meses a ser integradas principalmente en efectivo en pesos al tipo de cambio de integración y, en menor medida, en especie mediante la entrega de ON Clase XIV a la relación de canje, por un monto de US\$ 230 millones.
- ON Clase XXII denominadas en pesos a una tasa de interés variable con vencimiento a 18 meses a ser integradas en efectivo y en pesos por un monto de 12.488.

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 2022 o su exposición en nota a los presentes estados financieros consolidados, de corresponder, no hubiesen sido considerados según las NIIF.

Los presentes estados financieros consolidados fueron aprobados por el Directorio de la Sociedad y autorizados para ser emitidos con fecha 9 de marzo de 2023 y serán puestos a disposición de la Asamblea de Accionistas.

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023

Firmado a los efectos de su identificación con
nuestro informe de fecha 9 - MARZO - 2023
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

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

PABLO GERARDO GONZÁLEZ
Presidente

**RATIFICACION DE FIRMAS LITOGRAFIADAS**

Por la presente ratificamos las firmas que obran litografiadas en las hojas que anteceden desde la página N° 1 hasta la N° 124.

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

GUILLERMO D. COHEN

Socio

Contador Público U.B.A.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 233 - F° 73

PABLO GERARDO GONZÁLEZ

Presidente