

Estados Financieros 31 de diciembre de 2018

*(Traducción libre del original
redactado en portugués)*



Balance General.....	3
Estado de Resultados	4
Estados de los Resultados Integrales	5
Estados de los Flujos de Efectivo	6
Estados de los Cambios del Patrimonio Neto	7
Estado Del Valor Agregado.....	8
1. La Compañía y sus operaciones	9
2. Base de elaboración y presentación de los estados financieros.....	11
3. “Operación Lava Jato” y sus reflejos en la Compañía	15
4. Resumen de las principales políticas contables.....	17
5. Uso de estimaciones y juicios	30
6. Nuevos pronunciamientos contables	36
7. Efectivo y equivalentes al efectivo e inversiones financieras	39
8. Cuentas por cobrar.....	40
9. Inventarios	44
10. Venta de activos y otras reestructuraciones societarias	44
11. Inversiones	53
12. Propiedad, planta y equipo	57
13. Activos Intangibles	60
14. Reducción por deterioro del valor de los activos (<i>Impairment</i>)	62
15. Actividades de exploración y evaluación de reservas de petróleo y gas	68
16. Proveedores.....	70
17. Financiaciones	70
18. Arrendamientos.....	74
19. Partes relacionadas.....	74
20. Provisiones para desmantelamiento de áreas.....	83
21. Impuestos	83
22. Salarios, vacaciones, cargas y participaciones	89
23. Beneficios post-empleo - Planes de pensión y salud	91
24. Patrimonio neto.....	100
25. Ingresos de ventas.....	104
26. Otros (gastos) ingresos operativos netos	107
27. Costos y gastos por naturaleza.....	108
28. Resultado financiero, neto	109
29. Informaciones complementarias al estado de flujo de efectivo.....	109
30. Informaciones por segmento.....	110
31. Procesos judiciales y contingencias.....	113
En relación con los acuerdos de Acciones Individuales, la Compañía reconoció el valor de R\$ 1.508, durante los ejercicios de 2016 a 2018, en otros ingresos operativos.	119
32. Compromisos de compra de gas natural	122
33. Garantías a los contratos de concesión para exploración de petróleo	122
34. Gestión de riesgos.....	122
35. Valor razonable de los activos y pasivos financieros	131
36. Eventos subsecuentes.....	132
Información Complementaria	132
Consejo de Administración y Directorio Ejecutivo	147
Declaración de los Directores sobre los Estados Financieros y sobre el Informe de los Auditores Independientes	148
Presupuesto de Capital.....	149
Informe del Consejo Fiscal.....	150
Informe Anual Resumido del CAE.....	151
Informe de los Auditores Independientes.....	161

Balance General

Ejercicios terminados el 31 de diciembre (En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Activo	Nota	Consolidado		Controladora		Pasivo	Nota	Consolidado		Controladora	
		2018	2017	2018	2017			2018	2017		
Corriente						Corriente					
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.1	53.854	74.494	6.334	1.305	Proveedores	16	24.516	19.077	29.140	22.179
Inversiones Financieras	7.2	4.198	6.237	3.974	3.531	Financiaciones	17.1	14.207	23.160	105.527	74.724
Cuentas por cobrar, netas	8.1	22.264	16.446	36.731	34.239	Arrendamientos financieros corrientes	18.1	89	84	792	1.261
Inventarios	9	34.822	28.081	29.307	23.165	Impuestos a las ganancias	21.1	817	990	207	243
Impuestos a las ganancias	21.1	2.863	1.584	2.018	669	Pasivos por otros impuestos	21.1	13.778	15.046	13.101	14.485
Impuestos y contribuciones	21.1	5.020	6.478	3.741	5.514	Dividendos propuestos	24.6	4.296	-	3.894	-
Depósitos vinculados a class action	31.4	7.287	-	6.093	-	Sueldos, vacaciones, cargas y participaciones	22	6.426	4.331	5.477	3.662
Otros activos corrientes		5.758	4.997	5.738	3.940	Planes de pensión y salud	23	3.137	2.791	2.976	2.657
		136.066	138.317	93.936	72.363	Provisión para procesos judiciales y administrativos	31.1	13.493	7.463	11.673	6.397
						Acuerdo con autoridades estadounidenses	3.3	3.034	-	3.034	-
						Otras cuentas y gastos por pagar		9.467	8.298	6.123	6.105
								93.260	81.240	181.944	131.713
Activos mantenidos para la venta	10.2	7.540	17.592	2.605	9.520	Pasivos asociados a activos disponibles para la venta	10.2	3.808	1.295	3.610	606
		143.606	155.909	96.541	81.883			97.068	82.535	185.554	132.319
No Corriente						No Corriente					
Realizable a largo plazo						Financiaciones	17.1	311.954	337.564	220.352	193.393
Cuentas por cobrar, netas	8.1	21.281	17.120	18.139	15.211	Arrendamientos financieros	18.1	626	675	2.904	4.108
Inversiones Financieras	7.2	205	211	202	204	Impuestos a las ganancias	21.1	2.139	2.219	2.090	2.169
Depósitos judiciales	31.2	26.003	18.465	24.476	17.085	Impuestos a las ganancias diferidos	21.6	2.536	3.956	1.028	2.762
Impuestos a las ganancias diferidos	21.6	10.384	11.373	-	-	Planes de pensión y salud	23	85.012	69.421	78.901	64.519
Impuestos y contribuciones	21.1	13.717	10.171	12.498	8.999	Provisión para procesos judiciales y administrativos	31.1	15.202	15.778	10.584	12.680
Adelanto a proveedores		2.575	3.413	9.555	502	Provisión para desmantelamiento de áreas	20	58.637	46.785	58.332	45.677
Otros activos no corrientes		11.313	10.202	9.836	8.815	Otras cuentas y gastos por pagar		3.756	2.973	2.747	2.243
		85.478	70.955	74.706	50.816			479.862	479.371	376.938	327.551
								576.930	561.906	562.492	459.870
						Patrimonio neto					
Inversiones	11	10.690	12.554	175.827	149.356	Capital social desembolsado	24.1	205.432	205.432	205.432	205.432
Propiedad, planta y equipo	12	609.829	584.357	483.375	435.536	Reserva de capital, transacciones de capital y acciones en tesorería		2.458	2.457	2.674	2.673
Activos intangibles	13	10.870	7.740	9.268	6.264	Reservas de ganancias		95.364	77.364	95.148	77.148
		716.867	675.606	743.176	641.972	Otros resultados integrales	24.5	(26.029)	(21.268)	(26.029)	(21.268)
						Propietarios de la controladora		277.225	263.985	277.225	263.985
						Participaciones no controladoras		6.318	5.624	-	-
								283.543	269.609	277.225	263.985
		860.473	831.515	839.717	723.855			860.473	831.515	839.717	723.855

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

Estado de Resultados

Ejercicios terminados el 31 de diciembre (En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)



	Nota	Consolidado		Controladora	
		2018	2017	2018	2017
Ingresos de ventas	25	349.836	283.695	281.099	227.964
Costo de ventas		(225.293)	(192.100)	(180.852)	(156.109)
Ganancia bruta		124.543	91.595	100.247	71.855
Gastos					
Gastos de ventas		(16.861)	(14.510)	(18.312)	(18.490)
Gastos de administración y generales		(8.932)	(9.314)	(6.215)	(6.465)
Gastos de exploración de petróleo y gas	15	(1.904)	(2.563)	(1.875)	(2.199)
Gastos con investigación y desarrollo		(2.349)	(1.831)	(2.343)	(1.828)
Gastos tributarios		(2.790)	(5.921)	(2.106)	(4.657)
Reducción por deterioro del valor de los activos (Impairment)		(7.689)	(3.862)	(3.403)	(3.220)
Otros ingresos (gastos) operativos netos	26	(21.061)	(17.970)	(18.128)	(14.731)
		(61.586)	(55.971)	(52.382)	(51.590)
Ganancia antes del resultado financiero, participación e impuestos		62.957	35.624	47.865	20.265
Resultado financiero neto:	28	(21.100)	(31.599)	(18.333)	(21.860)
Ingresos Financieros		11.647	3.337	5.948	2.917
Gastos Financieros		(20.898)	(23.612)	(14.826)	(17.521)
Diferencias cambiarias y monetarias, netas		(11.849)	(11.324)	(9.455)	(7.256)
Resultado de participaciones en participadas	11	1.919	2.149	7.850	6.714
Ganancia antes de los impuestos		43.776	6.174	37.382	5.119
Impuestos sobre la ganancia	21.5	(17.078)	(5.797)	(11.603)	(5.565)
Ganancia (pérdida) del período		26.698	377	25.779	(446)
Ganancia (pérdida) atribuible a:					
Propietarios de la controladora		25.779	(446)	25.779	(446)
Participaciones no controladoras		919	823	-	-
Ganancia (pérdida) del período		26.698	377	25.779	(446)
Ganancia (pérdida) básica y diluida por acción ordinaria y preferida (en R\$)	24.7	1,98	(0,03)	1,98	(0,03)

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

Estados de los Resultados Integrales

Ejercicios terminados el 31 de diciembre (En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)



	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Ganancia (pérdida) del ejercicio	26.698	377	25.779	(446)
Elementos que no serán reclasificados a la cuenta de resultados:				
Ganancias / (Pérdidas) a realizar en inversiones financieras a valor justo por medio de otros resultados integrales				
Reconocidas en el patrimonio neto	(12)	-	(12)	-
Impuestos sobre la renta y contribución social diferidos	4	-	4	-
	(8)	-	(8)	-
Ganancias (pérdidas) actuariales con planes de beneficios definidos				
Impuestos sobre la renta y contribución social diferidos	(11.920)	6.199	(11.223)	5.458
	(455)	(887)	(566)	(850)
	(12.375)	5.312	(11.789)	4.608
Participaciones sobre otros resultados integrales en inversiones	(1)	(3)	(431)	536
Elementos que pueden ser reclasificados a la cuenta de resultados:				
Ganancias / (Pérdidas) a realizar en el hedge de flujo de efectivo - exportaciones				
Reconocido en el patrimonio neto	(32.471)	(2.073)	(32.063)	(2.208)
Transferido para el resultado	12.121	10.067	10.967	8.282
Impuestos sobre la renta y contribución social diferidos	6.919	(2.718)	7.173	(2.065)
	(13.431)	5.276	(13.923)	4.009
Ganancias / (Pérdidas) a realizar en el hedge de flujo de efectivo - otras operaciones				
Reconocidas en el patrimonio neto	-	(17)	-	-
	-	(17)	-	-
Ganancias / (Pérdidas) a realizar en inversiones financieras a valor justo por medio de otros resultados integrales				
Reconocidas en el patrimonio neto	-	49	-	41
Impuestos sobre la renta y contribución social diferidos	-	(14)	-	(14)
	-	35	-	27
Ajustes por diferencias de cambio en participadas (*)				
Reconocidos en el patrimonio neto	21.887	1.782	21.481	1.854
Transferidos para el resultado	-	116	-	-
	21.887	1.898	21.481	1.854
Participaciones sobre otros resultados integrales en inversiones				
Reconocidas en el patrimonio neto	(504)	418	(14)	1.745
Transferidas para el resultado	-	69	-	-
	(504)	487	(14)	1.745
Otros resultados integrales	(4.432)	12.988	(4.684)	12.779
Resultado integral total	22.266	13.365	21.095	12.333
Resultado integral atribuible a los:				
Propietarios de la controladora	21.095	12.333	21.095	12.333
Participaciones no controladoras	1.171	1.032	-	-
Resultado integral total	22.266	13.365	21.095	12.333

(*) Incluye, en el Consolidado, efecto acreedor de R\$ 1.083 (efecto acreedor de R\$ 79 el 31 de diciembre de 2017) de asociadas y negocios conjuntos.

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

Estados de los Flujos de Efectivo

Ejercicios terminados el 31 de diciembre (En millones de reales, excepto cuando indicado lo contrario)



	2018	Consolidado 2017	2018	Controladora 2017
Flujos de efectivo de las actividades operativas				
Ganancia (pérdida) del ejercicio	26.698	377	25.779	(446)
Ajustes para:				
Gastos actuariales - Planes de pensión y salud	7.770	8.705	7.129	7.991
Resultado de participaciones en participadas	(1.919)	(2.149)	(7.850)	(6.714)
Depreciación, agotamiento y amortización	43.646	42.478	33.325	32.159
Reducción por deterioro del valor de los activos (Impairment)	7.689	3.862	3.403	3.220
Ajuste al valor de mercado de los inventarios	1.595	211	-	-
Pérdidas de crédito esperadas	324	2.271	288	1.306
Baja de pozos secos	317	893	317	561
Resultado en la venta y baja de activos	(1.085)	(4.825)	(1.416)	(4.564)
Variaciones en los tipos de cambio, monetarias y cargas financieras no realizadas y otras operaciones	26.219	30.653	23.056	20.943
Impuesto sobre la renta y contribución social diferidos, netos	2.787	1.452	398	4.071
Realización de ajustes por diferencias de cambio y otros resultados integrales	-	185	-	-
Revisión y actualización financiera de desmantelamiento de áreas	1	1.339	(61)	1.272
Ganancia en la remensuración de inversión retenida con pérdida de control	-	(698)	-	(698)
Provisión para acuerdo de la acción colectiva consolidada (Class Action)	-	11.198	-	9.599
Reducción (aumento) de activos				
Cuentas por cobrar	(4.631)	(3.140)	(42.045)	(26.711)
Inventarios	(7.206)	(1.130)	(5.931)	(82)
Depósitos judiciales	(7.418)	(5.383)	(7.394)	(5.351)
Depósitos vinculados a Class Action	(7.238)	-	(6.093)	-
Otros activos	1.604	(723)	1.082	(990)
Aumento (reducción) de pasivos				
Proveedores	3.343	(160)	3.653	(2.695)
Impuestos por pagar	8.142	9.455	7.092	7.715
Impuesto sobre la renta y contribución social pagados	(9.531)	(2.544)	(8.156)	(1.429)
Planes de pensión y salud	(3.864)	(2.944)	(3.651)	(2.793)
Provisión para procesos judiciales	5.143	981	3.180	1.088
Salarios, vacaciones, cargas y participaciones	2.036	(2.865)	1.815	(2.497)
Otros pasivos	1.424	(1.032)	1.581	(1.653)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	95.846	86.467	29.501	33.302
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo e intangibles	(43.987)	(43.614)	(76.471)	(29.977)
Aumento de inversiones	(161)	(239)	(5.077)	(26.783)
Ingresos por la venta de activos (desinversiones)	20.218	9.907	9.190	8.303
Inversiones financieras (*)	2.276	(2.722)	5.006	(2.475)
Dividendos recibidos (**)	2.902	1.450	5.934	6.040
Efectivo neto (utilizado en) las actividades de inversión	(18.752)	(35.218)	(61.418)	(44.892)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación				
Participación de accionistas no controladores	430	69	-	-
Financiaciones y préstamos, netos:				
Captaciones	38.023	86.467	144.846	114.008
Amortizaciones de principal	(120.524)	(115.091)	(76.750)	(98.907)
Amortizaciones de intereses (**)	(20.959)	(22.295)	(28.782)	(13.379)
Dividendos pagados a los accionistas Petrobras	(2.368)	-	(2.368)	-
Dividendos pagados a los accionistas no controladores	(678)	(538)	-	-
Ingresos por la venta de participaciones, sin pérdida de control	-	4.906	-	4.906
Efectivo neto generado por / (utilizado en) las actividades de financiación	(106.076)	(46.482)	36.946	6.628
Efecto de la variación en los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	8.342	619	-	-
Aumento (reducción) de efectivo y equivalentes al efectivo en el ejercicio	(20.640)	5.386	5.029	(4.962)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	74.494	69.108	1.305	6.267
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	53.854	74.494	6.334	1.305

(*) En la Controladora, incluye montos referentes a los movimientos de cuentas por cobrar del FIDC-NP.

(**) La Compañía clasifica dividendos/intereses recibidos e intereses pagados como flujo de efectivo de las actividades de inversión y flujo de efectivo de las actividades de financiamiento, respectivamente.

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

Estados de los Cambios del Patrimonio Neto

Ejercicios terminados el 31 de diciembre (En millones de reales, excepto cuando indicado lo contrario)



	Otros resultados integrales acumulados						Reservas de ganancias					Patrimonio neto atribuible de propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total del patrimonio neto consolidado
	Capital social suscrito y desembolsado	Reserva de capital, transacciones de capital y acciones en tesorería	Ajustes por diferencias de cambio	Pérdidas actuariales en los planes de beneficios definidos	Hedge de flujo de efectivo relacionado con las exportaciones	Otros resultados integrales y costo asignado	Legal	Estatutaria	Incentivos fiscales	Retención de ganancias	Ganancias acumuladas			
Saldos el 1° de enero de 2017	205.432	1.251	22.576	(28.758)	(25.118)	(2.737)	16.524	4.503	1.393	55.164	-	250.230	2.513	252.743
Realización de costo atribuido	-	-	-	-	-	(10)	-	-	-	-	10	-	-	-
Operaciones de capital	-	1.422	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.422	2.577	3.999
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(446)	(446)	823	377
Otros resultados integrales	-	-	1.854	5.147	5.276	502	-	-	-	-	-	12.779	209	12.988
Destinos:														
Absorción de la pérdida en reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(436)	436	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(498)	(498)
Saldos el 31 de diciembre de 2017	205.432	2.673	24.430	(23.611)	(19.842)	(2.245)	16.524	4.503	1.393	54.728	-	263.985	5.624	269.609
	205.432	2.673				(21.268)				77.148	-	263.985	5.624	269.609
Saldos el 31 de diciembre de 2017	205.432	2.673	24.430	(23.611)	(19.842)	(2.245)	16.524	4.503	1.393	54.728	-	263.985	5.624	269.609
	205.432	2.673				(21.268)				77.148	-	263.985	5.624	269.609
Adopción inicial del NIIF 9	-	-	-	-	-	(67)	-	-	-	-	(734)	(801)	(51)	(852)
Saldos el 1° de enero de 2018	205.432	2.673	24.430	(23.611)	(19.842)	(2.312)	16.524	4.503	1.393	54.728	(734)	263.184	5.573	268.757
Realización de costo atribuido	-	-	-	-	-	(10)	-	-	-	-	10	-	-	-
Acciones en tesorería	-	(7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	-	(7)
Operaciones de capital	-	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	430	438
Ganancia del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.779	25.779	919	26.698
Otros resultados integrales	-	-	21.481	(12.221)	(13.431)	(513)	-	-	-	-	-	(4.684)	252	(4.432)
Destinos:														
Absorción de la ganancia neta en reservas	-	-	-	-	-	-	1.289	1.027	772	14.912	(18.000)	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.055)	(7.055)	(856)	(7.911)
Saldos el 31 de diciembre de 2018	205.432	2.674	45.911	(35.832)	(33.273)	(2.835)	17.813	5.530	2.165	69.640	-	277.225	6.318	283.543
	205.432	2.674				(26.029)				95.148	-	277.225	6.318	283.543

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

Estado Del Valor Agregado

Ejercicios terminados el 31 de diciembre (En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)



	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Ingresos				
Ventas de productos y servicios y otros ingresos	453.553	378.852	384.670	320.584
Pérdidas de créditos esperadas	(324)	(2.271)	(288)	(1.306)
Ingresos relativos a la construcción de activos para uso	34.924	34.753	30.593	31.235
	488.153	411.334	414.975	350.513
Insumos adquiridos de terceros				
Materias primas y productos para la reventa	(81.448)	(64.102)	(53.772)	(43.470)
Materiales, energía, servicios de terceros y otros	(57.742)	(68.389)	(52.465)	(65.289)
Créditos fiscales sobre insumos adquiridos de terceros	(29.595)	(22.193)	(27.389)	(20.474)
Reducción por deterioro del valor de los activos (Impairment)	(7.689)	(3.862)	(3.403)	(3.220)
Ajuste al valor de mercado de los inventarios	(1.595)	(211)	-	-
	(178.069)	(158.757)	(137.029)	(132.453)
Valor agregado bruto	310.084	252.577	277.946	218.060
Depreciación, agotamiento y amortización	(43.646)	(42.478)	(33.325)	(32.159)
Valor agregado neto producido por la Compañía	266.438	210.099	244.621	185.901
Valor agregado recibido en transferencia				
Resultado de participaciones en inversiones	1.919	2.149	7.850	6.714
Ingresos financieros	11.647	3.337	5.948	2.917
Alquileres, royalties y otros	1.093	429	1.627	893
	14.659	5.915	15.425	10.524
Valor agregado a distribuir	281.097	216.014	260.046	196.425
Distribución del valor agregado				
Personal y administradores				
Remuneración directa				
Sueldos	16.661	16.673	12.904	12.726
Participación de los empleados en las ganancias o resultados y programa de remuneración variable de empleados	2.763	487	2.421	393
	19.424	17.160	15.325	13.119
Beneficios				
Ventajas	2.166	332	1.822	(51)
Plan de jubilación y pensión	4.936	5.117	4.462	4.880
Plan de salud	4.544	5.013	3.998	4.428
	11.646	10.462	10.282	9.257
FGTS	1.219	1.244	1.059	1.077
	32.289	28.866	26.666	23.453
Tributos				
Federales (*)	100.566	72.411	94.171	66.407
Estadales	50.230	45.608	29.786	27.160
Municipales	732	576	293	202
En el exterior (*)	2.994	(1.282)	-	-
	154.522	117.313	124.250	93.769
Instituciones financieras y proveedores				
Intereses, variaciones en los tipos de cambio y monetarias	39.331	41.249	29.630	29.384
Gastos de alquileres y fletes	28.257	28.209	53.721	50.265
	67.588	69.458	83.351	79.649
Accionistas				
Dividendos	153	-	153	-
Interés sobre el capital propio	6.902	-	6.902	-
Participación de los accionistas no controladores	919	823	-	-
Ganancias retenidas (Pérdidas incurridas)	18.724	(446)	18.724	(446)
	26.698	377	25.779	(446)
Valor agregado distribuido	281.097	216.014	260.046	196.425

(*) Incluye participaciones gubernamentales.

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

1. La Compañía y sus operaciones

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, en adelante denominada "Petrobras" o "Compañía", es una sociedad de economía mixta, bajo control de la Unión con plazo de duración indeterminado, que se rige por las normas de derecho privado - en general- y, específicamente, por la Ley de Sociedades por Acciones (Ley nº 6.404, de 15 de diciembre de 1976), por el Estatuto Jurídico de las Estatales (Ley nº 13.303, de 30 de junio de 2016), por el Decreto nº 8.945, de 27 de diciembre de 2016, y por su Estatuto Social.

La Compañía está listada en el segmento especial de listado del Nivel 2 de Gobernanza Corporativa de Brasil Bolsa Balcón - B3, y por lo tanto, la Compañía, sus accionistas, inclusive el accionista controlador, administradores y miembros del Consejo Fiscal se sujetan a las disposiciones del Reglamento Nivel 2 de la B3. Este reglamento prevalecerá sobre las disposiciones estatutarias, en las hipótesis de pérdida a los derechos de los destinatarios de las ofertas públicas previstas en el Estatuto Social de la Compañía, excepto en determinados casos en razón de norma específica.

La Compañía tiene como objeto a la investigación, labra, refinación, procesamiento, comercio y transporte de petróleo proveniente de pozo, de esquisto bituminoso o de otras rocas, de sus derivados, de gas natural y otros hidrocarburos fluidos, además de las actividades relacionadas a la energía, pudiendo también promover investigación, desarrollo, producción, transporte, distribución y comercialización de todas las formas de energía, así como de otras actividades relacionadas o afines.

Petrobras, directamente o a través de sus subsidiarias integrales y de sus controladas, asociada o no a terceros, podrá ejercer en el país o fuera del territorio nacional cualquiera de las actividades integrantes de su objeto social.

Las actividades económicas vinculadas a su objeto social serán desarrolladas por la Compañía, en carácter de libre competencia con otras empresas, según las condiciones de mercado, observadas los demás principios y directrices de la Ley del Petróleo (Ley nº 9.478/97), y de la Ley del Sector Eléctrico (Ley nº 10.438/02). Sin embargo, Petrobras podrá tener sus actividades, siempre que sean conformes con su objeto social, orientadas por la Unión para contribuir al interés público que justificó su creación, con el objetivo de atender el objetivo de la política energética nacional, cuando:

I - se define en ley o reglamento, así como prevista en contrato, convenio o ajuste celebrado con el ente público competente para establecerla, observada la amplia publicidad de esos instrumentos; y

II - tenga su costo e ingresos discriminados y divulgados de forma transparente, incluso en el plano contable.

En este caso, el Comité Financiero y el Comité de Minoritarios evaluarán y calcularán la diferencia entre las condiciones de mercado y el resultado operativo o retorno económico de la obligación asumida por la Compañía, de tal forma que la Unión compense, a cada ejercicio social, la diferencia entre las condiciones de mercado y el resultado operativo o retorno económico de la obligación asumida.

1.1. Hitos del ejercicio

La producción de petróleo y gas en 2018 fue de 2,63 millones de barriles de petróleo equivalente por día (boed), siendo 2,53 millones boed producidos en Brasil y 0,10 millones boed en el exterior, reflejando las desinversiones en los campos de Lapa, Sururu, Berbigão, Oeste de Atapu y Roncador, la formación de la joint venture de Petrobras América Inc. con Murphy Exploration & Production Co., el término de los Sistemas de Producción Anticipada (SPAs) de Tartaruga Verde e Itapu y a la declinación natural la producción, compensados por la entrada en operación de cuatro nuevos sistemas de producción (nota explicativa 12 – Propiedad, Planta y Equipo), además del continuo desarrollo de la producción del pre-sal y el aprovechamiento de gas de Petrobras en Brasil, consecuencia del Programa de Optimización del Aprovechamiento de Gas. En 2018, la Compañía permaneció siendo exportadora líquida de petróleo y derivados, con saldo de 257 mil bpd.

Los nuevos descubrimientos y el consumo de la producción tienen un impacto directo en las reservas probadas que alcanzaron 9,606 mil millones de barriles de petróleo equivalente - criterio SEC - con índice de reposición de reservas del 125% del volumen producido (Informaciones complementarias sobre actividades de exploración y producción de petróleo y el gas natural – no auditado).

La Compañía mantuvo su política de precios alineada a los precios internacionales, incluso entre junio y diciembre de 2018, cuando fue establecido un programa de subvención económica a la comercialización de petróleo diesel en el territorio nacional, con previsión de resarcimientos entre el precio practicado por la empresa y valores establecidos por la Agência Nacional de Petróleo (ANP) - nota explicativa 19.7.1 – Programa de subvención económica a la comercialización al aceite diesel.

Adoptamos el mecanismo de hedge protector para parte de la exportación de aceite, en función de la oscilación en las cotizaciones del Brent y del cambio. Adicionalmente, la Compañía pasó a adoptar la estrategia de contratación de operaciones de instrumentos financieros derivados de *commodity* y cambio, para permitir espaciamiento en los reajustes de precios de gasolina, garantizando el mismo efecto financiero de los ajustes diarios (nota explicativa 34.1 - Gestión de riesgos de precios de petróleo y derivados). La misma práctica será adoptada en 2019 para los precios del diesel.

Renegociaciones de los Contratos de Confesión de Deuda (CCD) del sector eléctrico (Sistema Aislado de Energía) firmados en 2018 y la conclusión del proceso de privatización de tres distribuidoras de Eletrobrás generaron una mejora en el riesgo de crédito de esos recibibles, con reconocimiento de ganancia en el resultado financiero (nota explicativa 8.4 - Cuentas a cobrar - Sector Eléctrico).

La generación operativa de efectivo está reflejando los mayores márgenes de comercialización de exportación de petróleo y derivados en el mercado interno, acompañando la valorización de las cotizaciones internacionales y la devaluación del real frente al dólar, compensados parcialmente por los pagos relacionados con las parcelas referentes al acuerdo de la *Class Action* y los menores volúmenes de ventas en el mercado interno y de exportación de petróleo.

Los recursos proporcionados por una generación operativa de efectivo creciente, nuevas captaciones y recibos por la venta de activos y de participaciones (nota explicativa 10 - Venta de activos) fueron destinados al cumplimiento del servicio de la deuda, al prepago o al desplazamiento de deudas, permitiendo reducción del endeudamiento bruto (nota explicativa 17 - Financiamiento), además de las inversiones en los segmentos de negocio y en la adquisición de bloques exploratorios (nota explicativa 13 - Intangible).

En consecuencia de los acuerdos de colaboración y lenidad celebrados por otras empresas en el marco de la Operación Lava Jato, la Compañía fue resarcida en R\$ 1.801 a lo largo de 2018. Adicionalmente, puso fin a las incertidumbres, cargas y costos relacionados con las investigaciones por las autoridades estadounidenses con la celebración de acuerdo con la *Securities and Exchange Commission* - SEC y Department of Justice - DoJ (nota explicativa 3 - Operación Lava Jato).

La Compañía se adhirió a programas de amnistías y de remisión de tributos estatales para pago a la vista de débitos con beneficio de deducción media del 68% (nota explicativa 21.3 - Programas de amnistías estatales) y, además, reconoció provisión en función de los avances de la negociación de un acuerdo con la ANP, con la unificación de algunos campos del Parque das Baleias, a partir del 4º trimestre de 2016 y provisionó contingencias para las cuales la expectativa de pérdida se hizo probable, principalmente de naturaleza civil (nota explicativa 31 - Procesos judiciales y contingencias).

Las pérdidas y reversiones de pérdidas en la recuperabilidad de los activos fueron reconocidas, principalmente en el cuarto trimestre, derivadas del mayor costo con abandono de áreas (nota 20 - Provisión para desmantelamiento de áreas), revisión de la gestión de *portfolio* y actualización de las premisas económicas de mediano y largo plazos de la Compañía en el marco del nuevo Plan de Negocios y Gestión 2019-2023 (nota explicativa 14 - *Impairment*).

Petrobras celebró Acuerdos de Individualización de la Producción (AIPs) con la Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo (PPSA) y con otras empresas asociadas en consorcios de E&P, que prevén equalizaciones de gastos y volúmenes de producción en relación con los campos de Sapinhoá, Lula, Tartaruga Verde, Berbigão y Sururu (nota explicativa 12.3 - Acuerdos de Individualización de la Producción).

El Consejo de Administración de la Compañía está encaminando para la aprobación de la Asamblea General Ordinaria de 2019 la propuesta de remuneración total a los accionistas relativa al ejercicio de 2018, por un monto de R\$ 7.055 (nota explicativa 24 - Patrimonio Neto).

Conforme a lo detallado en la nota explicativa 22 - Beneficios concedidos a empleados, entre otras iniciativas, implementamos un nuevo Plan de Carreras y Remuneración (PCR) en 2018.

Además, nuestros estados financieros en dólares estadounidenses, que se convierten con base en el CPC 02 - "Efectos de los cambios en los tipos de cambio y conversión de estados financieros", equivalente al normativo contable internacional NIC 21 - "Efectos de los cambios en las tasas de cambio" son también divulgadas y archivadas. La siguiente tabla muestra las principales informaciones en millones de dólares:

	Consolidado	
	2018	2017
Ingresos de ventas	95.584	88.827
Ganancia bruta	34.067	28.680
Ganancia antes del resultado financiero, participación e impuestos	17.432	11.219
Ganancia (pérdida) del ejercicio - Propietarios de la controladora	7.173	(91)
Efectivo y equivalentes al efectivo	13.899	22.519
Propiedad, planta y equipo	157.383	176.650
Financiamientos – Corriente y no Corriente	84.175	109.046
Patrimonio neto	73.175	81.502

2. Base de elaboración y presentación de los estados financieros

Los estados financieros consolidados y individuales de la Controladora fueron preparados de acuerdo con los *International Financial Reporting Standards* (NIIF) emitidos por el *International Accounting Standards Board* (IASB) y también de conformidad con las prácticas contables adoptadas en Brasil por el *Comitê de Pronunciamentos Contábeis* (CPC) que fueron aprobadas por la *Comissão de Valores Mobiliários* (CVM).

Todas las informaciones relevantes propias de los estados financieros, y solamente ellas, están siendo evidenciadas, y corresponden a aquellas utilizadas por la Administración en su gestión.

Los estados financieros se prepararon utilizando el costo histórico como base de valor, excepto cuando de otro modo indicado. El resumen de las principales prácticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se presenta en la nota explicativa 4.

En la preparación de estos estados financieros, la Administración utilizó juicios, estimaciones y premisas que afectan la aplicación de las políticas contables y los valores reportados de los activos, pasivos, ingresos y gastos. Los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y juicios relevantes que requieren mayor nivel de juicio y complejidad se divulgan en la nota explicativa 5.

El Consejo de Administración de la Compañía, en reunión celebrada el 27 de febrero de 2019, autorizó la divulgación de estos estados financieros.

2.1. Estado del valor agregado

La legislación societaria brasileña exige para las compañías abiertas la elaboración del Estado del Valor Agregado - EVA (DVA, por su sigla en portugués) y su divulgación como parte integrante del conjunto de los estados financieros. Esos estados han sido preparados de acuerdo con el CPC 09 - Estado del Valor Agregado, aprobado por la Deliberación CVM 557/08. Las NIIF no requieren la presentación de esta demostración y, para fines del NIIF, se presentan como información adicional.

Esta demostración tiene como objetivo presentar informaciones relativas a la riqueza creada por la Compañía y la forma como tales riquezas fueron distribuidas.

2.2. Moneda funcional

La moneda funcional de Petrobras, así como la de sus subsidiarias brasileñas, es el real, que es la moneda de su principal ambiente económico de operación. La moneda funcional de la mayoría de las subsidiarias que operan en ambiente económico internacional es el dólar estadounidense.

Los estados de resultados e de los flujos de efectivo de las participadas que operan en ambiente económico estable con moneda funcional diferente de la controladora son convertidos para el real por la tasa de cambio promedio mensual, los activos y pasivos son convertidos por la tasa final, y los demás ítems del patrimonio neto son convertidos por la tasa histórica.

Las variaciones en los tipos de cambio sobre las inversiones en subsidiarias y asociadas, con moneda funcional distinta de la Controladora, son registradas en el patrimonio neto, como ajustes por diferencias de cambio, siendo transferidas para el resultado por ocasión de la venta de las inversiones.

2.3. Cambios en las políticas contables y divulgaciones

A partir del 1° de enero de 2018, la Compañía adoptó inicialmente los requerimientos contenidos en los siguientes pronunciamientos: CPC 48 Instrumentos Financieros, análogo al NIIF 9 *Financial Instruments*, incluyendo aquellos relativos a la contabilidad de *hedge*; CPC 47 Ingresos de Contrato con el Cliente, análogo al NIIF 15 *Revenue from Contracts with Customers* e ICPC 21 Transacción en moneda extranjera y anticipo, similar al CINIIF 22 *Foreign Currency Transactions and Advance Consideration*.

2.3.1. NIIF 9 *Financial Instruments* / CPC 48 Instrumentos Financieros

El CPC 48 (NIIF 9) establece, entre otros, nuevos requerimientos para: clasificación y medición de activos financieros, medición y reconocimiento de pérdida por reducción al valor recuperable de activos financieros, modificaciones en términos de activos y pasivos financieros, contabilidad de *hedge* y divulgación.

De acuerdo con las disposiciones transitorias previstas, la Compañía no volvió a presentar sus estados financieros de períodos anteriores en relación a los nuevos requerimientos referentes a: clasificación y medición de activos financieros, pérdida por reducción al valor recuperable de activos financieros y modificaciones en los términos de activos y pasivos financieros. En estos casos, las diferencias en los valores contables de activos financieros y pasivos financieros resultantes de la adopción de esta norma el 1° de enero de 2018 se reconocieron en ganancias acumuladas en el patrimonio neto.

Los requerimientos de contabilidad de *hedge* establecidos por el CPC 48 (NIIF 9) fueron aplicados por la Compañía de forma prospectiva. Las relaciones de *hedge* de flujo de efectivo de las exportaciones futuras altamente probables a efectos de la norma vigente hasta 31 de diciembre de 2017 se consideraron como relaciones de protecciones continuas a efectos de la nueva norma, ya que también se califican para la contabilización de *hedge*.

La información sobre los impactos consolidados el 1° de enero de 2018 sobre los ítems del balance patrimonial se presentan a continuación:

Ítem del balance general	Publicado en 31.12.2017	Ajuste por la adopción inicial del NIIF 9	Nota	Saldo en 01.01.2018
Activo Corriente				
Cuentas por cobrar, netas	16.446	(341)	2.3.1 b	16.105
Activo no Corriente				
Cuentas por cobrar, netas	17.120	(64)	2.3.1 b	17.056
Impuesto sobre la renta y contribución social diferidos	11.373	405		11.778
Otros activos	10.202	(75)	2.3.1 b	10.127
Pasivo Corriente				
Financiaciones	23.160	3	2.3.1 a	23.163
Otros	8.298	(23)	2.3.1 a	8.275
Pasivo no Corriente				
Financiaciones	337.564	797	2.3.1 a	338.361
Patrimonio Neto				
Otros resultados integrales	(21.268)	(67)	2.3.1 c	(21.335)
Ganancias acumuladas	-	(734)		(734)
Atribuible a los accionistas no controladores	5.624	(51)		5.573

a) Modificación de flujo de efectivo contractual de pasivos financieros

El CPC 48 establece que los saldos contables de pasivos financieros medidos a coste amortizado, cuyos términos contractuales se han modificado no sustancialmente, deben reflejar el valor presente de sus flujos de efectivo bajo los nuevos términos, utilizando la tasa de interés efectiva original. La diferencia entre el saldo contable del instrumento remensado al modificar no sustancialmente sus términos y su saldo contable inmediatamente anterior a dicha modificación debe reconocerse como ganancia o pérdida en el resultado del período.

b) Pérdida en el valor recuperable de los activos financieros (Impairment)

El CPC 48 sustituye al modelo de pérdida incurrida establecido por el CPC 38 por el modelo de pérdida esperada. La provisión para pérdidas de crédito esperadas es reconocida en activos financieros medidos al costo amortizado, incluyendo recibibles de arrendamientos mercantiles, así como aquellos medidos al valor justo a través de otros resultados integrales.

c) Clasificación y valoración de activos financieros

El CPC 48 establece tres categorías para la clasificación de activos financieros: medidos por el costo amortizado, valor justo por medio de otros resultados integrales y valor justo por medio del resultado. La clasificación se basa en las características de los flujos de efectivo contractual y en el modelo de negocio para gestionar el activo. El CPC 48 eliminó las siguientes categorías establecidas por el CPC 38: mantenidos hasta el vencimiento, préstamos y cuentas por cobrar y disponibles para la venta.

La siguiente tabla presenta las categorías de valoración originales en el CPC 38 / NIC 39 y las nuevas categorías de medición del CPC 48 / NIIF 9 para inversiones financieras el primer de enero de 2018:

Clasificación original de acuerdo con CPC 38 / NIC 39	Valor contable original de acuerdo con CPC 38 / NIC 39 en 31 de diciembre de 2017			Nueva clasificación de acuerdo con CPC 48 / NIIF 9	Nuevo valor contable de acuerdo con CPC 48 / NIIF 9 en primer de enero de 2018		
	País	Exterior	Total		País	Exterior	Total
Para negociación	3.531	-	3.531	Valor justo por medio del resultado	4.222	-	4.222
Disponibles para la venta	505	2.015	2.520	Valor justo por medio de otros resultados integrales	42	2.015	2.057
Mantenidos hasta el vencimiento	397	-	397	Costo amortizado	169	-	169
	4.433	2.015	6.448		4.433	2.015	6.448

Las notas explicativas 4 y 5 contienen informaciones adicionales sobre las principales prácticas contables y estimaciones y juicios pertinentes referentes a los instrumentos financieros.

2.3.2. NIIF 15 Revenue from Contracts with Customers/CPC 47 Ingresos de Contrato con Cliente

De acuerdo con las disposiciones transitorias previstas, la Compañía adoptó el pronunciamiento retrospectivamente con reconocimiento de los efectos de la aplicación inicial en ganancias acumuladas. Sin embargo, los cambios en función de la adopción de esta norma sólo cambiaron la forma en que ciertos ingresos de contratos con clientes se presentan en el estado de resultados de la Compañía. De esta forma, no se reconocieron impactos en ganancias acumuladas.

Se presentan a continuación los impactos en la demostración de resultado por la adopción de la CPC 47 (NIIF 15), para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018:

	Publicado en 31.12.2018	Impactos de la adopción del NIIF 15			Saldo sin impactos del NIIF 15 en 31.12.2018
		Agente	Ingresos de derechos no ejercidos (breakage)	Otros	
Ingresos de ventas	349.836	9.385	(993)	(77)	358.151
Costo de ventas	(225.293)	(9.385)	55	-	(234.623)
Ganancia bruta	124.543	-	(938)	(77)	123.528
Ingresos y gastos operativos	(61.586)	-	938	77	(60.571)
Ganancia antes del resultado financiero, participación e impuestos	62.957	-	-	-	62.957

Actuación de la Compañía como agente

De acuerdo con las prácticas contables vigentes hasta 31 de diciembre de 2017, la Compañía considera que actuaba como principal en algunas transacciones, de manera que presentaba por separado los ingresos de esas ventas, el costo del producto vendido y los gastos de ventas. Sin embargo, según los nuevos requerimientos, la Compañía actúa como agente en el segmento de Biocombustible, pues no llega a obtener el control de los bienes o servicios que son posteriormente vendidos al cliente. Así, a partir del primer de enero de 2018, los ingresos de esas operaciones están siendo presentados en la misma línea en el estado de resultado, pero netos del costo del producto vendido y gastos de ventas.

Ingresos de derechos no ejercidos (breakage)

De acuerdo con las prácticas contables vigentes hasta 31 de diciembre de 2017, la Compañía consideraba como ingresos de penalidades, presentados en la línea de "Otros ingresos (gastos) operativos netos" en el estado de resultado, los ingresos provenientes de derechos no ejercidos por clientes en ciertos contratos con artículos de *take or pay* y *ship or pay*. Sin embargo, según los nuevos requerimientos, los ingresos procedentes de derechos no ejercidos por clientes deben considerarse como ingresos de ventas y están siendo presentados como tales a partir del primer de enero de 2018.

La nota explicativa 4 contiene informaciones adicionales sobre las prácticas contables referentes al reconocimiento de ingresos con clientes.

2.3.3. CINIIF 22 Foreign Currency Transactions and Advance Consideration / ICPC 21 Transacción en moneda extranjera y anticipo

La Compañía aplicó prospectivamente los requerimientos establecidos por el ICPC 21 (CINIIF 22). De esta forma, no se reconocieron impactos en ganancias acumuladas. Este pronunciamiento aclara que la fecha del tipo de cambio que se utilizará en el reconocimiento inicial del activo, del gasto o de los ingresos relacionados con determinados anticipos es la misma utilizada en el reconocimiento inicial del anticipo.

3. “Operación Lava Jato” y sus reflejos en la Compañía

En 2009, la Policía Federal brasileña empezó una investigación denominada “Operación Lava Jato”, con el fin de apurar prácticas de blanqueo de dinero por organizaciones criminosas en diversos estados brasileños.

A partir de 2014, el Ministerio Público Federal concentró parte de sus investigaciones en irregularidades cometidas por contratistas y proveedores de Petrobras, y descubrió un amplio *esquema de pagos indebidos*, que involucraba un gran número de participantes, incluyendo exempleados de Petrobras. Basado en las informaciones disponibles a la Compañía, el dicho esquema consistía en un conjunto de empresas que, entre 2004 y abril de 2012, se organizaron en *cártel* para obtener contratos con Petrobras, imponiendo gastos adicionales en estos contratos y utilizando estos valores adicionales para financiar pagos indebidos a partidos políticos, políticos elegidos u otros agentes políticos, empleados de contratistas y proveedores, exempleados de Petrobras y otros involucrados en el *esquema de pagos indebidos*. Este esquema ha sido tratado como *esquema de pagos indebidos* y las referidas empresas como “miembros del cártel”. La Compañía no hizo ningún pago indebido.

Además del esquema de pagos indebidos arriba descrito, las investigaciones evidenciaron casos específicos en que otras empresas también impusieron gastos adicionales y supuestamente utilizaron estos valores para financiar pagos a determinados exempleados de Petrobras. Estas empresas no son miembros del cártel y actuaban de modo individualizado. Estos casos específicos han sido llamados de “pagos no relacionados al cártel”.

Los valores pagados por Petrobras en el alcance de los contratos junto a los proveedores y contratistas involucrados en el esquema descrito anteriormente fueron integralmente incluidos en el costo histórico de los respectivos activos de propiedad, planta y equipo de la Compañía. Sin embargo, la Administración entendió, de acuerdo con la NIC 16 (*Property, Plant and Equipment*)/CPC 27 (Propiedad, Planta y Equipo), que la parte de los pagos que realizó a esas empresas y que fue utilizada por ellas para realizar pagos indebidos, lo que representa gastos adicionales incurridos en consecuencia del esquema de pagos indebidos, no debería haber sido capitalizada. Así, en el tercer trimestre de 2014, la Compañía reconoció una baja en el monto de R\$ 6.194 (R\$ 4.788 en la Controladora) de gastos capitalizados, referente a valores que Petrobras pagó adicionalmente en la adquisición de activos de propiedad, planta y equipo en ejercicios anteriores.

3.1. Abordaje adoptado para ajuste de activos afectados por los gastos adicionales

Debido a la impracticabilidad de identificación de los periodos y montos de gastos adicionales incurridos por la Compañía, la metodología abarca los cinco pasos descritos a continuación:

- 1) Identificación de la contraparte del contrato: fueron listadas todas las Compañías citadas como miembros del cártel y, basado en esta información, fueron listadas las compañías involucradas y las entidades relacionadas a estas compañías.
- 2) Identificación del período: fue concluido, basado en los testimonios, que el período de actuación del esquema de pagos indebidos fue de 2004 a abril de 2012.
- 3) Identificación de los contratos: fueron identificados todos los contratos firmados con las contrapartes mencionadas en el paso (1) durante el período del paso (2), incluyendo también los aditivos a los contratos originalmente firmados entre 2004 y abril de 2012. En seguida, fueron identificados los activos de propiedad, planta y equipo a los cuales estos contratos se relacionan.
- 4) Identificación de los pagos: fue calculado el valor total de los contratos referidos en el paso (3).
- 5) Aplicación de un porcentaje fijo sobre el valor total de contratos definido en el paso (4): el porcentaje del 3%, indicado en los testimonios, fue utilizado para estimar los gastos adicionales impuestos sobre el monto total de los contratos identificados.

En el caso específico de los valores cobrados adicionalmente por empresas fuera del ámbito del cártel, la Compañía consideró como parte de la baja de gastos adicionales capitalizados indebidamente los valores específicos de pagos indebidos o el porcentaje sobre el contrato, citados en los testimonios de las colaboraciones premiadas, pues también fueran utilizados por estas empresas para financiar pagos indebidos.

La Compañía ha monitoreado continuamente las investigaciones de la "Operación Lava Jato", para obtener información adicional y evaluar su potencial impacto sobre los ajustes realizados en 2014. Como resultado, no se identificaron en la preparación de los estados financieros del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 nuevas informaciones que alterasen la baja de gastos adicionales capitalizados indebidamente.

3.2. Respuesta de la Compañía a las cuestiones descubiertas en las investigaciones en curso

La Compañía continúa acompañando las investigaciones y colaborando efectivamente con los trabajos de la Policía Federal, del Ministerio Público Federal, del Poder Judicial, del Tribunal de Cuentas de la Unión (TCU) y de la Controladoría General de la Unión, para que todos los crímenes e irregularidades sean apurados. Ya atendimos cientos de pedidos de documentos e informaciones hechos por los investigadores.

La Compañía es reconocida oficialmente como víctima de los crímenes apurados en la "Operación Lava Jato" por el Ministerio Público Federal y por el juicio competente para juzgar los procesos de crímenes relacionados al caso. Esa posición de víctima fue reconocida también en decisiones del *Supremo Tribunal Federal*. Por ese motivo, la Compañía ingresó en 54 acciones penales como asistente de acusación y en otras cinco como parte interesada, y fue renovado el compromiso de continuar cooperando para la elucidación de los hechos y comunicarlos regularmente a inversores y al público en general.

No toleramos cualquier práctica de corrupción y consideramos inadmisibles prácticas de actos ilegales involucrando nuestros empleados. De este modo, desde 2015 fueron tomadas diversas medidas como respuesta a las ocurrencias reveladas en la "Operación Lava Jato".

Además, hemos tomado las medidas necesarias para recuperar daños sufridos en función del esquema de pagos indebidos, incluso los relacionados a nuestra imagen corporativa.

Con esta finalidad, la Compañía ingresó en 17 acciones civiles públicas por actos de improbidad administrativa, interpuestas por el Ministerio Público Federal y por la Unión Federal, incluyendo pedido de indemnización por daños morales.

A la medida que las investigaciones de la "Operación Lava Jato" resulten en acuerdos de clemencia con los miembros del cártel o acuerdos de colaboración con individuos que acepten devolver recursos, Petrobras puede tener derecho a recibir una parte de tales recursos. Sin embargo, la Compañía no puede estimar de forma fiable cualquier valor recuperable adicional en este momento. Estos valores serán reconocidos en el estado de resultados del ejercicio como otros gastos netos cuando recibidos o cuando su realización se convierte en prácticamente segura.

Hasta el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, fue reconocido, por medio de acuerdos de colaboración y lenidad celebrados con personas físicas y jurídicas, el resarcimiento de R\$3.277 (R\$1.476 hasta 31 de diciembre de 2017). Estos recursos fueron reconocidos como otros ingresos operativos.

El 28 de noviembre de 2018, el Consejo de Administración de la Compañía aprobó el cierre del Comité Especial, creado en diciembre de 2014, para actuar como interlocutor ("reporting line") de las investigaciones independientes realizadas por las oficinas Trench, Rossi y Watanabe Advogados y Gibson, Dunn & Crutcher LLP. También se aprobó el término de las actividades de investigación llevadas a cabo por las oficinas externas. Las actividades del Comité Especial y oficinas externas pasan a ser ejecutadas, de forma permanente, por las áreas competentes de Petrobras.

3.3. Investigaciones involucrando la Compañía

3.3.1. Securities and Exchange Commission - SEC y U.S. Department of Justice - DoJ

Petrobras no es uno de los objetivos de las investigaciones de la "Operación Lava Jato" y es reconocida formalmente por las autoridades brasileñas como víctima del esquema de pagos indebidos.

El 21 de noviembre de 2014, Petrobras recibió una citación (subpoena) de la SEC requiriendo documentos relativos a la Compañía sobre, entre otros ítems, Operación Lava Jato y cualquier acusación relacionada con la violación de la Ley de Práctica de Corrupción en el Extranjero (U.S. Foreign Corrupt Practices Act). El DoJ estaba llevando a cabo un procedimiento similar. La Compañía atendió a las solicitudes procedentes de ambas investigaciones y actuó en conjunto con las oficinas de abogados brasileña y norteamericana contratadas para realizar una investigación interna independiente.

El 27 de septiembre de 2018, Petrobras divulgó el cierre de acuerdos para cerrar las investigaciones de la SEC y del DoJ, relacionados a los controles internos, registros contables y estados financieros de la Compañía, durante el período de 2003 a 2012.

Los acuerdos terminaron completamente las investigaciones de las autoridades estadounidenses y establecieron pagos de US\$ 85,3 millones al DoJ y US\$ 85,3 millones a la SEC. Adicionalmente, reconocieron el destino de US\$ 682,6 millones a las autoridades brasileñas, a ser revertido a un fondo especial e invertido en Brasil, conforme al Acuerdo de Asunción de Compromisos firmado con el Ministerio Público Federal de Brasil (MPF). Así, el monto de US\$ 853,2 millones (R\$ 3.536) fue registrado en otros gastos operativos en el tercer trimestre de 2018. El 3 de octubre de 2018, Petrobras pagó US\$ 85,3 millones al DoJ y, el 30 de enero de 2019, pagó US\$ 682,6 millones a las autoridades brasileñas, restando US\$ 85,3 millones a la SEC.

Los acuerdos atendieron a los mejores intereses de Petrobras y de sus accionistas y pusieron fin a incertidumbres, cargas y costos asociados a potenciales litigios en Estados Unidos.

3.3.2. Ministerio Público/Investigación Civil

En el 15 de diciembre de 2015, se editó la *Portaria de Inquérito Civil* n° 01/2015, por el Ministerio Público del Estado de São Paulo (MP/SP), instaurando una Inquisición Civil para determinar los posibles daños causados a los inversores en el mercado de valores mobiliarios, teniendo a Petrobras como Representada. Después de la decisión de la Fiscalía General de la República, esta inquisición fue remitida al Ministerio Público Federal, ya que el MP/SP no tiene competencia legal para la conducción del procedimiento. La Compañía viene proporcionando toda la información pertinente.

3.4. Acciones involucrando la Compañía

La nota explicativa 31 representa informaciones sobre las acciones colectivas (*class actions*) y otros procesos de la Compañía.

4. Resumen de las principales políticas contables

Las políticas contables que se describen a continuación se han aplicado uniformemente por la Compañía en los estados financieros presentados.

4.1. Base de consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen información de Petrobras y sus subsidiarias, operaciones conjuntas y entidades estructuradas.

El control se logra donde Petrobras tiene: i) poder sobre la participada; ii) la exposición, o derechos, a los rendimientos variables procedentes de su implicación en la participada, y iii) la capacidad de utilizar su poder sobre la participada para influir en el valor de sus rendimientos.

Las empresas subsidiarias y controladas se consolidan a partir de la fecha en que el control se obtiene hasta la fecha en que dicho control deja de existir, utilizando prácticas contables consistentes a las adoptadas por la Compañía. La nota explicativa 11 presenta las empresas consolidadas y demás inversiones directas.

Las entidades estructuradas son aquellas diseñadas de modo que los derechos de voto, o similares, no sean el factor dominante para determinar quién controla la entidad. A 31 de diciembre de 2018, Petrobras controla y consolida 3 entidades estructuradas: Charter Development LLC - CDC (EE.UU., E&P); Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI (Brasil, Refino, Transporte y Comercialización (RTC)) y Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Grupo Petrobras (Brasil, Corporativo).

El proceso de consolidación de las cuentas patrimoniales y de resultado corresponde a la suma de los saldos de las cuentas de activo, pasivo, ingresos y gastos, según su función, complementada con las eliminaciones integrales de activos y pasivos, patrimonio neto, ingresos, gastos y flujos de caja intragrupo relacionados con transacciones entre entidades del grupo, así como la eliminación entre el valor contable de la inversión de la controladora en cada controlada y la parte de la controladora en el patrimonio neto de cada controlada.

4.2. Información por segmento de operación

Las informaciones por segmento de negocio de la Compañía se elaboran con base en informaciones financieras disponibles y que son atribuibles directamente al segmento o que pueden ser asignados en bases razonables, siendo presentadas por actividades de negocio utilizadas por el Directorio Ejecutivo para la toma de decisiones de asignación de recursos y evaluación de rendimiento.

En el cálculo de los resultados segmentados se consideran las transacciones realizadas con terceros, incluyendo emprendimientos controlados en conjunto y participadas, y las transferencias entre los segmentos de negocio. Las transacciones entre segmentos de negocio son valoradas por precios internos de transferencia calculados con base en metodologías que tienen en cuenta parámetros de mercado, siendo esas transacciones eliminadas, fuera de los segmentos de negocios, para fines de conciliación de las informaciones segmentadas con los estados financieros consolidados de la Compañía.

Los segmentos de operación de la Compañía son los siguientes:

a) Exploración y Producción: incluye las actividades de exploración, desarrollo de producción y producción de petróleo crudo, LGN y gas natural en Brasil y en el exterior, con el objetivo de atender prioritariamente las refinerías del país y actuando, también, de forma asociada con otras empresas en alianzas, además de las participaciones societarias en empresas de este segmento en el exterior.

Como una Compañía integrada de energía, con foco en aceite y gas, el ingreso de ventas intersegmentos se refiere principalmente a las transferencias de petróleo al segmento Refino, Transporte y Comercialización (RTC), que apuntan a suplir las refinerías de la Compañía en atención a la demanda nacional por derivados. Estas transacciones se miden por precios internos de transferencia basados en las cotizaciones internacionales del petróleo y sus respectivos impactos cambiarios, teniendo en cuenta las características específicas de la corriente de petróleo transferida.

Adicionalmente, el segmento E&P obtiene ingresos de ventas por las transferencias de gas natural para el segmento Gas y Energía realizar el procesamiento en sus unidades industriales. Estas transacciones se miden por los precios internos de transferencia, basados en los precios internacionales de ese producto.

Los ingresos de ventas a terceros reflejan principalmente las operaciones de petróleo y gas natural realizadas por controladas en el exterior y la prestación de servicios relacionados con la actividad de E&P.

b) Refino, Transporte y Comercialización (RTC): contempla las actividades de refino, logística, transporte, adquisición y exportación de petróleo crudo, así como la compra y venta de productos derivados del petróleo y etanol, en Brasil y en el exterior. Adicionalmente, este segmento incluye el área de petroquímica, que comprende inversiones en sociedades del sector petroquímico, la exploración y procesamiento de esquisto.

Este segmento realiza la adquisición de petróleo crudo del segmento de E&P, importa petróleo para la mezcla con el petróleo doméstico de la Compañía, así como realiza la adquisición de derivados de petróleo en mercados internacionales aprovechando los diferenciales de precios existentes entre el costo de procesamiento del petróleo en Brasil y el costo de importación de productos derivados del petróleo.

Los ingresos de ventas intersegmentos reflejan principalmente las operaciones de comercialización de derivados para el segmento de distribución a precio de mercado, y las operaciones para los segmentos de G&E y E&P a precio interno de transferencia.

Los ingresos de ventas a terceros reflejan principalmente las operaciones de comercialización de derivados en el país y de exportación y comercialización de petróleo y derivados por controladas en el exterior.

c) Gas y Energía: contempla las actividades de logística, comercialización de gas natural y energía eléctrica, transporte y comercialización de gas natural licuado (GNL), generación de energía a través de plantas termoeléctricas, así como participación en sociedades transportadoras y distribuidoras de gas natural en Brasil y en el exterior. En este segmento, también se incluyen los resultados de operaciones de fertilizantes de la compañía.

Los ingresos de ventas intersegmentos proceden principalmente de transferencia de gas natural procesado, GLP y LGN para el segmento Refino, Transporte y Comercialización (RTC), medido a precio interno de transferencia.

Los ingresos de ventas a terceros reflejan principalmente las operaciones de gas natural procesado para las distribuidoras de gas y la generación y comercialización de energía eléctrica.

d) Biocombustible: contempla las actividades de producción de biodiesel y sus co-productos y las actividades de etanol, a través de participaciones societarias en empresas con producción y comercialización de etanol, azúcar y excedente de energía eléctrica generado a partir del bagazo de la caña de azúcar.

e) Distribución: responsable por la distribución de derivados, principalmente gasolina y diesel, etanol y gas natural vehicular en Brasil, representada por las operaciones de Petrobras Distribuidora S.A., así como por las operaciones de distribución de derivados en el exterior (América del Sur).

Los ingresos de ventas a terceros reflejan principalmente las operaciones de comercialización de derivados en el país.

El segmento corporativo comprende los elementos que no pueden ser atribuidos a los otros sectores, en particular los relacionados con la gestión financiera corporativa, el *overhead* relativo a la Administración Central y otros gastos, incluso gastos actuariales relacionados con los planes de pensión y salud para jubilados y sus dependientes.

4.3. Instrumentos financieros

Instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar a un activo financiero para la entidad ya un pasivo financiero o instrumento de patrimonio a otra entidad.

4.3.1. Activos financieros

a) Reconocimiento y valoración inicial

Se reconoce un activo financiero cuando la entidad se convierte en parte de las disposiciones contractuales del instrumento. Excepto para las cuentas por cobrar de clientes sin componente de financiamiento significativo, los activos financieros se estiman inicialmente a valor justo y, si no se clasifican como medidos al valor justo a través del resultado, los costos de transacción que son directamente atribuibles a su adquisición o las emisiones se añaden o se reducen.

b) Clasificación y valoración subsiguiente

Los activos financieros generalmente se clasifican como posteriormente valorados al costo amortizado, al valor justop a través de otros resultados integrales o al valor justo a través del resultado con base tanto: en el modelo de negocios de la entidad para la gestión de los activos financieros; como en las características de flujo de efectivo contractual del activo financiero, de la siguiente manera:

- Costo amortizado: activo financiero (instrumento financiero de deuda) cuyo flujo de efectivo contractual resulta solamente del pago de principal e intereses sobre el principal en fechas específicas y cuyo modelo de negocios objetiva mantener el activo con el fin de recibir sus flujos de efectivo contractuales;
- Valor justo por medio de otros resultados integrales: activo financiero (instrumento financiero de deuda) cuyo flujo de efectivo contractual resulta solamente de la recepción de principal e intereses sobre el principal en fechas específicas y cuyo modelo de negocios objetiva tanto la recepción de los flujos de efectivo contractuales del activo como su venta, así como inversiones en instrumentos patrimoniales no mantenidos para negociación ni contraprestación contingente, que en el reconocimiento inicial, la Compañía eligió de forma irrevocable por presentar cambios subsiguientes en el valor justo de la inversión en otros resultados integrales; y
- Valor justo por medio del resultado: todos los demás activos financieros. Esta categoría generalmente incluye instrumentos financieros derivados.

c) Reducción por deterioro en el valor de los activos – *Impairment*

La provisión para pérdidas de crédito esperadas es reconocida en activos financieros medidos al costo amortizado, incluyendo recibibles de arrendamientos mercantiles, así como aquellos medidos al valor justo a través de otros resultados integrales.

La Compañía reconoce la provisión para pérdidas de crédito esperadas para cuentas a cobrar de clientes a corto plazo a través de la utilización de matriz de provisiones basada en la experiencia de pérdida de crédito histórica no ajustada, cuando dicha información representa la mejor información razonable y sostenible, o, ajustada, sobre la base de datos observables actuales para reflejar los efectos de las condiciones actuales y futuras siempre que tales datos estén disponibles sin costo o esfuerzos excesivos.

En general, para los demás instrumentos financieros, la Compañía reconoce provisión por valor equivalente a la pérdida de crédito esperada para 12 meses, sin embargo, cuando el riesgo de crédito del instrumento financiero ha aumentado significativamente desde su reconocimiento inicial, la provisión se reconoce por valor equivalente a la pérdida de crédito esperada (toda la vida).

Aumento significativo del riesgo de crédito

Al evaluar el aumento significativo del riesgo de crédito, la Compañía compara el riesgo de incumplimiento (*default*) que ocurre en el instrumento financiero en la fecha del balance con el riesgo de incumplimiento (*default*) que ocurre en el instrumento financiero en la fecha de su reconocimiento inicial. Para ello, la Compañía utiliza, entre otros, los siguientes indicadores: cambio significativo real o esperado en la clasificación de crédito externa del instrumento financiero e información sobre retrasos en los pagos.

Independiente de la evaluación del aumento significativo en el riesgo de crédito, la Compañía asume que el riesgo de crédito de un activo financiero ha aumentado significativamente desde su reconocimiento inicial cuando los pagos contractuales han vencido desde hace más de 30 días, salvo cuando la información razonable y sostenible disponible demuestre el contrario.

La Compañía asume que el riesgo de crédito de instrumento financiero no ha aumentado significativamente desde su reconocimiento inicial cuando el instrumento financiero tiene un bajo riesgo de crédito en la fecha del balance. Bajo riesgo de crédito se determina sobre la base de clasificaciones externas de riesgos y metodologías internas de evaluación.

Definición de incumplimiento (*default*)

La Compañía considera un activo financiero como activo con incumplimiento cuando la contraparte no cumple con la obligación legal de pago de sus deudas cuando debida o, a depender del instrumento financiero, cuando ocurre retraso de recepción debido contractualmente en un plazo igual o superior a 90 (noventa) días.

Medición y reconocimiento de pérdidas de crédito esperadas

La pérdida de crédito esperada es la media ponderada de pérdidas de crédito con los respectivos riesgos de incumplimiento, que puedan ocurrir según las ponderaciones. La pérdida de crédito sobre un activo financiero se mide por la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales debidos a la Compañía y todos los flujos de efectivo que la Compañía espera recibir, descontados a la tasa efectiva original.

4.3.2. Pasivos financieros

d) Reconocimiento y valoración inicial

Un pasivo financiero es reconocido cuando la entidad se convierta en parte de las disposiciones contractuales del instrumento e inicialmente medido a valor justo. Si no se clasifica como medido al valor justo a través del resultado, los costos de transacción que son directamente atribuibles a su adquisición o emisión reducen o aumentan ese valor.

e) Clasificación y valoración subsiguiente

Los pasivos financieros se clasifican como medidos posteriormente por el costo amortizado, excepto en determinadas circunstancias, que incluyen determinados pasivos financieros al valor justo a través del resultado.

Las financiaciones se miden al costo amortizado, utilizando el método de los intereses efectivos.

Cuando los pasivos financieros mensurados a costo amortizado tienen sus términos contractuales modificados y tal modificación no es sustancial, sus saldos contables reflejarán el valor presente de sus flujos de efectivo bajo los nuevos términos, utilizando la tasa de interés efectiva original. La diferencia entre el saldo contable del instrumento remensado, cuando se modifica no sustancialmente sus términos, y su saldo contable inmediatamente anterior a dicha modificación se reconoce como ganancia o pérdida en el resultado del período.

Los instrumentos financieros derivados se miden posteriormente al valor justo a través del resultado, excepto cuando el derivado se califica y se asigna a la contabilidad de *hedge* (*hedge accounting*).

4.3.3. Contabilidad de hedge de flujo de efectivo

En el inicio de la relación de protección, la Compañía documenta la relación de protección y el objetivo y la estrategia de gestión de riesgos para asumir el *hedge*, incluyendo identificación: del instrumento de *hedge*, del elemento protegido, de la naturaleza del riesgo que está siendo protegido y de la evaluación si la relación de protección atiende a los requisitos de efectividad del *hedge*. La relación de protección atiende a todos los siguientes requisitos de efectividad de *hedge* cuando:

- existe relación económica entre el ítem protegido y el instrumento de *hedge*;
- el efecto de riesgo de crédito no influye en los cambios en el valor que resultan de esa relación económica; y
- el índice de *hedge* de la relación de protección es el mismo que el resultante de la cantidad del elemento protegido que la entidad efectivamente protege y la cantidad del instrumento de *hedge* que la entidad utiliza para proteger esta cantidad de elemento protegido.

La Compañía aplica la contabilidad de *hedge* de flujo de efectivo para ciertas transacciones. Las relaciones de *hedge* de flujos de efectivo se refieren al *hedge* de exposición a la variabilidad en los flujos de efectivo atribuible a un riesgo específico asociado a la totalidad del activo o pasivo reconocido, oa un componente de él, o la transacción prevista altamente probable y que pueda afectar el resultado.

En tales *hedges*, la parcela efectiva de las ganancias y pérdidas derivadas de los instrumentos de protección es reconocida en el patrimonio neto en otros resultados integrales y transferida al resultado financiero cuando el ítem protegido afecte el resultado del período. La parcela no eficaz se registra en el resultado financiero del período.

Cuando un instrumento de *hedge* vence o se liquida anticipadamente o cuando la relación de protección (o parte de la relación de protección) deja de cumplir los criterios de calificación para la contabilidad de *hedge*, el valor acumulado en el patrimonio neto: i) permanece en la reserva de *hedge* de flujo de caja hasta que ocurran los flujos de efectivo futuros si aún se espera que ocurran los flujos de caja futuros protegidos, o, ii) si no se espera más que ocurren flujos de caja futuros protegidos, ese valor es inmediatamente reclasificado del patrimonio neto para el resultado.

Adicionalmente, cuando un instrumento financiero designado como instrumento de *hedge* vence o es liquidado, la Compañía puede sustituirlo por otro instrumento financiero, de manera a garantizar la continuidad de la relación de *hedge*. Similarmente, cuando una transacción designada como objeto de protección ocurre, la Compañía puede designar el instrumento financiero que protegía esa transacción como instrumento de *hedge* en una nueva relación de *hedge*.

4.4. Inventarios

Los inventarios son determinados por el costo promedio ponderado de adquisición o producción y comprenden principalmente petróleo crudo, productos intermedios y derivados del petróleo, así como gas natural y gas natural licuado (GNL), fertilizantes y los biocombustibles, ajustados a su valor neto de realización, cuando este es inferior a su valor contable.

El valor de realización neta comprende el precio de venta estimado en el curso normal de los negocios, deducido de los costos estimados de conclusión y de los gastos para concretarse la venta.

Los inventarios de petróleo y GNL pueden ser comercializados en estado natural, así como consumidos en el proceso de producción de derivados y/o utilizados para la generación de energía, respectivamente.

Los intermedios están formados por cadenas de productos que han sido objeto de al menos una unidad de procesamiento, pero todavía necesitan ser procesados, tratados o convertidos a estar disponibles para la venta.

Los biocombustibles comprenden, principalmente, los saldos de inventarios de etanol y biodiesel.

Los materiales, suministros y otros representan, principalmente, los insumos de producción y materiales de operación que se utilizarán en las actividades de la Compañía, y se presentan al costo promedio de compra, que no exceda el costo de reposición.

4.5. Inversiones en otras Compañías

Asociada es una entidad sobre la cual la Compañía tiene influencia significativa, definida como la capacidad de participar en la preparación de las decisiones sobre las políticas financieras y operativas de una entidad participada, pero sin ningún tipo de control individual o conjunto de esas políticas. La definición de control se presenta en la nota 4.1.

Negocio conjunto es un negocio en que dos o más partes tengan el control conjunto acordado contractualmente, puede ser clasificado como una operación conjunta o un negocio conjunto, en función de los derechos y obligaciones de las partes.

Mientras que en una operación conjunta, las partes componentes tienen derechos a los activos y obligaciones por los pasivos relacionados con el negocio, en un negocio conjunto controlado conjuntamente, las partes tienen derecho a los activos netos. En el segmento de explotación y producción, algunas actividades son conducidas por operaciones en conjunto.

En los estados financieros individuales, las inversiones en entidades asociadas, subsidiarias y negocios en conjunto se valúan por el método de la participación a partir de la fecha en que se convierten en sus asociadas, subsidiarias y entidades controladas conjuntamente. Sólo las operaciones conjuntas constituidas por entidad vehículo con personalidad jurídica propia deben ser evaluadas por el método de la participación. Para las otras operaciones conjuntas, la Compañía reconoce sus activos, pasivos y los ingresos y gastos relacionados en estas operaciones.

En los estados financieros consolidados, las inversiones en coligadas y emprendimientos controlados en conjunto son reconocidos por el MEP. Para la aplicación de tal método se efectúan ajustes para adecuar los estados financieros de tales inversiones a las prácticas contables de Petrobras. Las distribuciones recibidas de estas inversiones reducen el valor contable de la inversión.

4.6. Combinaciones de negocios y plusvalía (*goodwill*)

Combinación de negocios es una operación u otro evento por medio del cual un adquirente obtiene el control de uno o más negocios, independientemente de la forma jurídica de la operación. El método de adquisición se aplica a las transacciones en las que se produce la obtención de control. Las combinaciones de negocios de entidades bajo control común se contabilizan por el costo. Por el método de la adquisición, los activos identificables adquiridos y pasivos asumidos se valoran por sus valores justos, con limitadas excepciones.

La plusvalía por expectativa de rentabilidad futura (*goodwill*) se mide por el monto cuya suma: (i) de la contraprestación transferida a cambio del control de la adquirida; (ii) del monto de cualquier participación de no controladores en la adquirida; (iii) y en el caso de combinación de negocios realizada en etapas, del valor razonable de la participación del adquirente en la adquirida inmediatamente antes de la combinación; excede el valor neto de los activos identificables adquiridos y de los pasivos asumidos. Cuando dicha suma sea inferior al valor neto de los activos identificables adquiridos y de los pasivos asumidos, una ganancia proveniente de compra ventajosa se reconocerá en el resultado.

Los cambios en las participaciones en subsidiarias que no resultan en cambios de control no se consideran una combinación de negocios y, por lo tanto, se reconocen directamente en el patrimonio neto, como transacciones de capital, por la diferencia entre el precio pagado/recibido, incluyendo costos de transacción directamente relacionados, y el valor contable de la participación adquirida/vendida.

4.7. Gastos de exploración y desarrollo de la producción de petróleo y gas

Se contabilizan utilizando el método de los esfuerzos exitosos, de la siguiente manera:

- Los gastos relacionados con las actividades de geología y geofísica referentes a la fase de exploración y evaluación de petróleo y gas hasta el momento en que se demuestra la viabilidad técnica y comercial de la producción de petróleo y gas se reconocen como gastos en el período en que se incurren;

- Los montos pagados para la obtención de derechos y concesiones para la exploración de petróleo y gas natural inicialmente se capitalizan en el activo intangible. Cuando las viabilidades técnicas y comerciales de la producción de aceite y gas pueden ser demostradas, tales derechos y concesiones se reclasifican para propiedad, planta y equipo;
- Los costos de exploración directamente asociados con la perforación de pozos, incluyéndose los equipos e instalaciones, son inicialmente capitalizados en propiedad, planta y equipo hasta que se encuentren o no reservas probadas relacionadas al pozo. En algunos casos, las reservas se identifican, pero no pueden clasificarse como probadas cuando se finaliza la perforación. En estos casos, los costes anteriores y posteriores a la perforación del pozo continúan activados en la medida en que el volumen de reservas descubiertas justifica su conclusión como pozo productor, así como estudios sobre las reservas y la viabilidad económica y operativa del proyecto están en curso. Una Comisión interna de ejecutivos técnicos de la Compañía revisa mensualmente las condiciones de cada pozo, mediante el análisis de datos geológicos, geofísicos y de ingeniería, los aspectos económicos, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. En la nota explicativa 5.1, hay más información sobre el cálculo de las reservas probadas de petróleo y gas de la Compañía;
- Los costos de exploración de pozos secos o sin viabilidad económica y otros vinculados a las reservas no comerciales se reconocen como gastos del período, una vez que se identifican como tales, por un comité interno de ejecutivos técnicos de la Compañía; y
- Todos los costos incurridos en el esfuerzo para desarrollar la producción de un área declarada comercial (con reservas probadas y económicamente viables) se capitalizan en propiedad, planta y equipo. Se incluyen en esta categoría los costos con pozos de desarrollo; con la construcción de plataformas y plantas de procesamiento de gas; con la construcción de equipos e instalaciones necesarias para la extracción, manipulación, almacenamiento, procesamiento o tratamiento de petróleo y gas; y la construcción de los sistemas del flujo de petróleo y gas (tuberías), almacenamiento y eliminación de residuos.

4.8. Propiedad, planta y equipo

Está demostrado por el costo de adquisición o costo de construcción, que comprende también los costos directamente atribuibles para colocar el activo en condiciones de operación, así como, cuando sea aplicable, la estimación de los costos con desmontaje y remoción de propiedad, planta y equipo y de restauración del local donde el activo se encuentra, deducido de la depreciación acumulada y pérdidas por reducción al valor recuperable de activos (*impairment*).

Los gastos relevantes con los mantenimientos planificados hechos para restaurar o mantener los estándares de desempeño originales de plantas industriales, unidades marítimas de producción y navíos están registrados en propiedad, planta y equipo, cuando las campañas son superiores a doce meses y hay previsibilidad de las mismas. Estos gastos se deprecian en el período hasta la próxima mantención planificada. Los gastos en mantenimiento que no cumplan con estos requisitos se reconocen como gastos en el resultado del ejercicio.

Las piezas de repuesto y reemplazo con vida útil superior a un año y que sólo pueden ser utilizados en conexión con propiedad, planta y equipo se reconocen y se deprecian con el activo principal.

Los cargos financieros de los préstamos directamente obtenidos, cuando atribuibles a la adquisición o construcción de activos cualificados, se capitalizan como parte de los costos de estos activos. Los cargos financieros de los fondos recaudados sin destino específico, que se utiliza con el propósito de obtener un activo cualificado se capitalizan a la tasa promedio de los préstamos vigentes durante el período, aplicada al saldo de los activos en construcción. La Compañía cesa la capitalización de los costos financieros de los activos cualificados cuyo desarrollo está terminado. En general, la capitalización de intereses se suspende, entre otras razones, cuando los activos cualificados no reciben importantes inversiones por un período igual o superior a 12 meses.

Los activos relacionados directamente con la producción de petróleo y gas de un área contratada, cuya vida útil no sea menor a la vida del campo (tiempo del agotamiento de las reservas), son depletados por el método de las unidades producidas, incluyendo derechos y concesiones como el bono de firma.

Por el método de unidades producidas, la tasa de depleción se calcula con base en la producción mensual del respectivo campo productor en relación a su respectiva reserva probada desarrollada, excepto para el bono de firma, cuya tasa se calcula considerando el volumen de producción mensual en relación a las reservas probadas totales de cada campo productor del área a la que se refiere el bono de firma.

Los activos depreciados por el método lineal basado en las vidas útiles estimadas, revisadas anualmente y demostradas en la nota explicativa 12, son: (i) aquellos vinculados directamente a la producción de aceite y gas, cuya vida útil es inferior a la vida útil del campo (tiempo de agotamiento de la reserva); (ii) las plataformas móviles; y (iii) los demás bienes no relacionados directamente a la producción de petróleo y gas. Los terrenos no se deprecian.

4.9. Activos intangibles

Se demuestra por el costo de adquisición, deducido de la amortización acumulada y de pérdidas por deterioro (*impairment*). Se compone de derechos y concesiones que incluyen, principalmente, bonos de suscripción pagados en contratos de concesión para la exploración de petróleo o gas natural y producción compartida, concesiones de servicios públicos, además de marcas y patentes, *softwares* y plusvalía por expectativa de rentabilidad futura (*goodwill*) proveniente de la combinación de negocio. En los estados financieros individuales este *goodwill* se presenta en las Inversiones.

Los activos intangibles generados internamente no se capitalizan, son reconocidos como gasto en el período cuando se incurren, excepto los gastos con desarrollo que cumplen todos los criterios reglamentarios, relacionados con la conclusión y el uso de los activos, la generación de beneficios económicos futuros, entre otros.

Los derechos y concesiones correspondientes a los bonos de suscripción relacionadas a concesiones se reclasifican a la propiedad, planta y equipo en el momento en que se demuestren las viabilidades técnicas y comerciales de la producción de aceite y gas y, mientras están en el activo intangible, no son amortizados, siendo los demás intangibles de vida útil definida, amortizados linealmente por la vida útil estimada. Si el bono de suscripción involucra un área en la cual se pueden realizar actividades exploratorias en diferentes localidades, el valor del intangible a ser reclasificado para propiedad, planta y equipo cuando las factibilidades técnica y comercial de la producción de petróleo y gas se demuestren para una localidad específica será equivalente a la proporción entre el total de aceite y gas esperado en un depósito en esa localidad (*oil in place VOIP*) y el total de aceite y gas esperado en todos los depósitos del área.

Activos intangibles con vida útil indefinida no se amortizan, pero se prueban anualmente por pérdida por deterioro (*impairment*). La evaluación de vida útil indefinida se revisa anualmente.

4.10. Reducción por deterioro del valor de los activos de propiedad, planta y equipo e intangible (*Impairment*)

La Compañía evalúa los activos de propiedad, planta y equipo y los activos intangibles cuando hay indicativos de no recuperación de su valor contable. Tal evaluación se efectúa para el activo individual o al menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo, entradas esas que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos u otros grupos de activos (unidad generadora de efectivo - UGE). La nota explicativa 5.3 presenta información detallada sobre las UGEs de la Compañía.

Los activos relacionados con el desarrollo y producción de petróleo y gas natural (campos o polos) y los activos que tienen vida útil indefinida, como la plusvalía por expectativa de rentabilidad futura (*goodwill*), tienen la recuperación de su valor comprobada anualmente, independientemente de que haya indicativos de deterioro del valor, o cuando hay indicios de que el valor contable no pueda ser recuperable.

En la aplicación del test de deterioro del valor de los activos, el valor contable de un activo o unidad generadora de efectivo se compara con su valor recuperable. El valor recuperable es el mayor valor entre el valor en uso de un activo y su valor razonable neto de su gasto de venta. Considerándose las sinergias del Grupo Petrobras y la expectativa de utilización de los activos hasta el final de su vida útil, en general, el valor recuperable utilizado en la realización del test de recuperabilidad es el valor en uso, excepto cuando específicamente indicado. Tales casos involucran situaciones en las que la Compañía identifica y evalúa qué premisas que serían utilizadas por participantes de mercado en la medición del valor justo para precificar el activo o la UGE difieren de premisas exclusivas de Petrobras.

Este valor de uso se estima con base en el valor presente de flujos de efectivo futuros del uso continuo de los activos relacionados. Los flujos de efectivo se ajustan por los riesgos específicos y utilizan la tasa de descuento pre-impuesto. Esta tasa deriva de la tasa post-impuesto estructurada en el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés). Las principales premisas de los flujos de efectivo son: tasas de cambio y precios basados en el último Plan de Negocios y Gestión y Plan Estratégico, curvas de producción asociadas a los proyectos existentes en la cartera de la Compañía, costos operativos de mercado e inversiones necesarias para la realización de los proyectos.

Se permite la reversión de pérdidas reconocidas anteriormente, excepto en relación al deterioro del valor de la plusvalía (*goodwill*).

4.11. Reducción por deterioro del valor de inversiones en asociadas y en negocios controlados en conjunto (*Impairment*)

La Compañía evalúa las inversiones en asociadas y en negocios controlados en conjunto cuando hay indicios de que el valor contable no sea recuperable.

Al efectuar el test de deterioro del valor, el valor contable de la inversión, incluyéndose plusvalía, son comparados con el valor recuperable.

En general, el valor recuperable es el valor en uso, excepto cuando específicamente indicado, en proporción a la participación en el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados de la asociada o negocio controlado en conjunto, representando flujos futuros de dividendos y otras distribuciones.

La reversión de pérdidas por reducción por deterioro del valor es permitida.

4.12. Arrendamientos

Arrendamientos en los que asume sustancialmente todos los riesgos, beneficios y control de bienes se reconocen en el pasivo como arrendamientos financieros.

Para los arrendamientos financieros que la Compañía es arrendadora, los activos y pasivos se registran a su valor razonable del bien arrendado, o si fuera menor, al valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento, ambos determinados al inicio del contrato de arrendamiento.

Activos arrendados capitalizados son depreciados sobre la misma base utilizada por la Compañía en los activos que posee la propiedad. Cuando no hay una certeza razonable de que la Compañía obtendrá la propiedad del activo al final del contrato, los activos arrendados se deprecian en el período menor entre la vida útil estimada del activo y el plazo del arrendamiento.

Para los arrendamientos financieros donde la Compañía es arrendadora del bien, se constituye una cuenta a cobrar por un valor igual a la inversión neta en el arrendamiento.

Los arrendamientos en los que una parte importante de los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad son para el arrendador, se clasifican como arrendamientos operativos. Cuando la Compañía es la arrendataria, los pagos se reconocen como un gasto en resultados durante el plazo del arrendamiento.

Pagos contingentes se reconocen como gastos cuando se incurren.

Las operaciones de arrendamiento mercantil tienen como base normativa, a partir del primer de enero de 2019, el NIIF 16 - Arrendamiento Mercantil (ver nota explicativa 6.1).

4.13. Activos clasificados como mantenidos para la venta

Son clasificados como mantenidos para la venta si su valor contable se recuperará fundamentalmente a través de la venta.

Para la Compañía, la condición para la clasificación como mantenidos para la venta solamente se logra cuando la venta es aprobada por la Administración, el activo está disponible para la venta inmediata en su condición actual y existe la expectativa de que la venta se produce dentro de los 12 meses después de la clasificación como disponible para la venta. Sin embargo, en casos en que el incumplimiento con el período de hasta 12 meses, es comprobado que el retaso es causado por hechos o circunstancias fuera del control de la Compañía y si aún hay suficiente evidencia de la enajenación, la clasificación se puede mantener.

Activos mantenidos para la venta y pasivos asociados son medidos al menor valor entre el valor contable y el valor razonable neto de los gastos de ventas y se muestran en forma separada en el balance general.

4.14. Desmantelamiento de áreas

Representan los costos futuros estimados referentes a la obligación legal de recuperar el medio ambiente y desmovilizar y desactivar las unidades productivas, en función del agotamiento del área explotada o de la suspensión permanente de las actividades en el área por razones económicas.

Desde que exista obligación legal y su valor pueda ser estimado en bases confiables, los costos con desmantelamiento de áreas son reconocidos en propiedad, planta y equipo por su valor presente, obtenido por medio de la aplicación de tasa de descuento que refleja las actuales evaluaciones de mercado en cuanto al valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos para el pasivo, teniendo como contrapartida el registro de una provisión en el pasivo de la Compañía.

Los intereses incurridos por la actualización de la provisión se clasifican como gastos financieros. Las estimaciones de gastos de desmantelamiento de área se revisan, como mínimo, anualmente.

4.15. Provisiones, activos y pasivos contingentes

Las provisiones se reconocen cuando: (i) La Compañía tiene una obligación presente como resultado de evento pasado; (ii) es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar la obligación; y (iii) el monto de la obligación puede estimarse con fiabilidad.

Los activos y pasivos contingentes no son reconocidos. Pasivos contingentes están sujetos a la divulgación en las notas explicativas cuando es posible la probabilidad de salida de recursos, incluyendo aquellos cuyos valores no puede estimarse. Ya los activos contingentes son objeto de divulgación en notas explicativas cuando la entrada de beneficios económicos es tenida como probable. Si la entrada de beneficios económicos se considera prácticamente correcta, el activo relacionado no es un activo contingente y su reconocimiento es adecuado.

4.16. Impuesto sobre la renta y contribución social

Los gastos de impuesto sobre la renta y la contribución social del ejercicio comprenden los impuestos corrientes y diferidos y se reconocen en el resultado a menos que estén relacionados con elementos directamente reconocidos en el patrimonio neto.

Impuesto sobre la renta y contribución social corrientes

El impuesto sobre la renta y la contribución social corrientes se calculan sobre la base de la ganancia imponible calculada según la legislación pertinente y las alícuotas vigentes al final del período que se está notificando.

El impuesto sobre la renta y la contribución social corriente se presentan netos, por entidad contribuyente, cuando existe derecho legalmente ejecutable para compensar los valores reconocidos y cuando hay intención de liquidar en bases líquidas, o realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Impuesto a la renta y contribución social diferidos

El impuesto sobre la renta y la contribución social diferida son generalmente reconocidos sobre las diferencias temporales calculadas entre las bases fiscales de activos y pasivos y sus valores contables y medidos por las alícuotas que se espera que sean aplicables en el período cuando se realice el activo o liquidado el pasivo, con base en las alícuotas (y legislación fiscal) que estén promulgadas o sustancialmente promulgadas al final del período que está siendo reportado.

El activo fiscal diferido es reconocido para todas las diferencias temporales deducibles, incluso para pérdidas y créditos fiscales no utilizados, en la medida en que sea probable la existencia de una ganancia imponible contra la cual la diferencia temporal deducible pueda ser utilizada, a menos que el activo fiscal diferido surja del reconocimiento inicial de activo o pasivo en la transacción que no es una combinación de negocios y en el momento de la transacción no afecta ni el lucro contable ni la ganancia imponible (pérdida fiscal).

La existencia de ganancia imponible futura se basa en un estudio técnico, aprobado por la Administración de la Compañía.

El impuesto sobre la renta y la contribución social diferidos se presentan netos cuando existe derecho legalmente ejecutable a la compensación de los activos fiscales corrientes contra los pasivos fiscales corrientes, y los activos fiscales diferidos y los pasivos fiscales diferidos están relacionados con tributos sobre la ganancia lanzados por la misma autoridad tributaria en la misma entidad imponible o en las entidades tributarias diferentes que pretenden liquidar los pasivos y los activos fiscales corrientes en bases netas, o realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente, en cada período futuro en el que se espera que valores significativos de los activos o pasivos fiscales diferidos sean liquidados o recuperados.

4.17. Beneficios a los empleados (después de la jubilación)

Las obligaciones con los planes de beneficios definidos de pensiones y jubilación y la asistencia médica se acumulan con base en el cálculo actuarial elaborado anualmente por un actuario independiente, de acuerdo con el método de crédito unitario proyectado, neto de los activos del plan, cuando aplicable. El método de crédito unitario proyectado considera cada período de servicio como un hecho generador de una unidad adicional de beneficio, que se acumulan para el cálculo de la obligación final, y considera ciertas premisas actuariales que incluyen: estimaciones demográficas y económicas, estimaciones de los costos médicos, así como datos históricos sobre los gastos y contribuciones de los funcionarios.

El coste del servicio es reconocido en el resultado y comprende: i) el costo de servicio corriente, que es el aumento en el valor presente de las obligaciones por beneficios definidos del servicio del empleado en el período actual, ii) el costo de servicio pasado, que es el cambio en el valor presente de obligación por beneficios definidos por los servicios prestados por los empleados en periodos anteriores, resultantes del cambio (introducción, modificación o cancelación de un plan de beneficios definidos) o reducción (una reducción significativa, por la entidad, en el número de empleados cubiertos por un plan), y iii) cualquier ganancia o pérdida en la liquidación (*settlement*).

Intereses netos sobre el importe neto de pasivo de beneficio definido es el cambio, en el periodo, del valor neto de los pasivos de beneficios definidos resultante del pasar del tiempo. Esos intereses se reconocen en el resultado.

Nuevas mediciones del valor neto del pasivo de beneficio definido son reconocidas en el patrimonio neto, en otros resultados integrales y comprenden: i) las ganancias y pérdidas actuariales, y ii) rendimiento de los activos del plan, excluyendo los valores considerados en los intereses netos sobre el valor neto de pasivo (activo) de beneficio definido.

La Compañía también contribuye para planes con características de contribución definida, cuyos porcentajes se basan en la nómina de pagos, siendo estas contribuciones llevadas al resultado cuando realizadas.

4.18. Capital Social y Compensación de Accionistas

El capital social comprende acciones ordinarias y preferidas. Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de acciones se clasifican como transacciones de capital y se muestra (neto de impuestos) en el patrimonio como una deducción de los ingresos.

Cuando propuesta por la Compañía, la remuneración a los accionistas se da en forma de dividendos y/o intereses sobre el capital propio, de acuerdo con los límites establecidos en ley y en el estatuto social de la Compañía.

El beneficio fiscal de los intereses sobre el capital propio es reconocido en los resultados del ejercicio.

4.19. Otros resultados integrales

Se clasifican como otros resultados integrales los ajustes derivados de: i) activos financieros clasificados como posteriormente medidos al valor justo a través de otros resultados integrales; ii) parcelas eficaces de ganancias o pérdidas de instrumentos de *hedge* en *hedges* de flujo de efectivo; iii) remensuraciones en planes de beneficio definido; y iv) ajustes por diferencias de cambio.

4.20. Subvenciones del gobierno

Las subvenciones del gobierno se reconocen cuando existe una seguridad razonable de que el beneficio se recibirá y que se cumplan, por la Compañía, todas las condiciones establecidas y relacionadas con la subvención.

4.21. Reconocimiento de ingresos de contrato con clientes

Los principales contratos con clientes de la Compañía involucran exportación de petróleo y venta de derivados, gas natural, biocombustibles y energía eléctrica en el mercado interno. La Compañía evalúa los contratos con clientes que serán objeto de reconocimiento de ingresos e identifica los bienes y servicios distintos prometidos en cada uno de ellos.

Se consideran obligaciones de desempeño las promesas de transferir al cliente bien o servicio (o grupo de bienes o servicios) que sea distinto, o una serie de bienes o servicios distintos que sean sustancialmente los mismos y que tengan el mismo estándar de transferencia para el mismo cliente.

La Compañía mensura los ingresos por el valor de la contraprestación a la que espera tener derecho a cambio de las transferencias de los bienes o servicios prometidos al cliente, excluyendo las cantidades cobradas en nombre de terceros. Los precios de las transacciones se basan en los precios declarados en contratos, que reflejan las metodologías y las políticas de precios de la Compañía basados en parámetros de mercado.

Al transferir un bien, es decir, cuando el cliente obtiene el control de ese, la Compañía satisface la obligación de desempeño y reconoce el respectivo ingreso, lo que generalmente ocurre en momentos específicos en el tiempo en el acto de entrega del producto.

5. Uso de estimaciones y juicios

La preparación de los estados financieros requiere el uso de estimaciones y juicios para determinadas operaciones que reflejan el reconocimiento y la medición de activos, pasivos, ingresos y gastos. Las premisas utilizadas se basan en el historial y en otros factores considerados relevantes, revisados periódicamente por la Administración y cuyos resultados reales pueden diferir de los valores estimados.

A continuación son presentados informaciones solamente sobre prácticas contables y estimativas que requieren un alto grado de juicio o complejidad en su aplicación y que pueden afectar materialmente la situación financiera y los resultados de la Compañía.

5.1. Reservas de petróleo y gas natural

Las reservas de petróleo y gas natural se calculan teniendo por base informaciones económicas, geológicas y de ingeniería, tales como registros de pozos, datos de presión y datos de las muestras de los fluidos de perforación. Los volúmenes de reservas son utilizados para el cálculo de las tasas de depreciación, depleción y amortización en el método de unidades producidas, en el test de deterioro del valor de activos (*impairment*), en el cálculo de las provisiones para desmantelamiento de áreas y para definir las exportaciones altamente probables que son objeto de *hedge* de flujo de efectivo.

La determinación de la estimativa del volumen de reservas requiere juicio significativo y está sujeta a revisiones, al menos anualmente, realizadas a partir de la reevaluación de datos existentes y/o nueva información disponible relativa a la producción y la geología de los yacimientos, así como cambios en los precios y costos utilizados. Las revisiones también pueden resultar de cambios significativos en la estrategia de desarrollo de la Compañía, o de la capacidad de producción.

La Compañía determina las reservas de acuerdo con los criterios SEC (*Securities and Exchange Commission*) y ANP/SPE (*Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis-ANP/Society of Petroleum Engineers-SPE*). Las principales diferencias entre los criterios ANP/SPE y SEC son: los precios de venta, ya que en el criterio ANP/SPE se utilizan precios de proyección de la empresa, mientras para el criterio SEC debe ser considerado el precio medio del primer día laboral de los últimos doce meses; y el permiso de ANP de considerar volúmenes allá del plazo de concesión, para el criterio ANP/SPE. En el criterio SEC, sólo se estiman las reservas probadas, mientras que en el criterio ANP/SPE son estimadas las reservas probadas y no probadas.

De acuerdo con la definición establecida por la SEC, Reservas probadas de petróleo y gas son las cantidades de petróleo y gas que, a través del análisis de datos de geociencia e ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza de ser económicamente viables a partir de una determinada fecha, de depósitos conocidos, y bajo condiciones económicas, métodos operativos y reglamentación gubernamental existentes. Las reservas probadas se subdividen en desarrolladas y no desarrolladas.

Las reservas probadas desarrolladas son aquellas a las que es posible esperar la recuperación: (i) a través de pozos existentes, con equipos y métodos operativos existentes, o en los cuales el costo del equipo necesario es relativamente menor cuando se compara al costo de un nuevo pozo; y (ii) por medio del equipo e infraestructura de extracción instalados, en operación en el momento de la estimación de reserva, si la extracción se da por medios que no envuelven un pozo.

Aunque la Compañía entienda que las reservas probadas serán producidas, las cantidades y los plazos de recuperación pueden ser afectados por varios factores, incluyendo la conclusión de los proyectos de desarrollo, la performance de los reservorios, aspectos regulatorios y cambios significativos en los niveles de precio de petróleo y gas natural a largo plazo.

Más información sobre las reservas es presentada en las informaciones complementarias a la exploración y producción de petróleo y gas natural.

a) Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en la depreciación, depleción y amortización

Depreciación, depleción y amortización se miden con base en estimaciones de reservas elaboradas por profesionales especializados de la Compañía, de acuerdo con las definiciones establecidas por la SEC. Revisiones de las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de la Compañía impactan de modo prospectivo los valores de depreciación, depleción y amortización alocados en los resultados y los valores contables de activos de petróleo y gas natural.

Por lo tanto, mantenidas las demás variables constantes, una reducción en la estimativa de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor periódico de gastos con depreciación, depleción y amortización, mientras que un aumento en las reservas resultaría, de forma prospectiva, en una reducción en el valor periódico de gastos con depreciación, depleción y amortización.

Más información sobre depreciación y agotamiento se presentan en notas explicativas 4.8 y 12.

b) Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en el test del deterioro del valor de los activos (impairment)

Os activos relacionados con la exploración y desarrollo de la producción de petróleo y gas natural tienen la recuperación de su valor probado anualmente, independientemente de la existencia de indicios de deterioro.

Para el cálculo del valor recuperable de los activos vinculados a la exploración y desarrollo de la producción de petróleo y gas natural, el valor en uso estimado se basa en las reservas probadas y reservas probables de acuerdo con los criterios establecidos por la ANP/SPE.

c) Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en las estimaciones de costos con obligaciones de desmantelamiento de áreas

La estimación del momento de realización de los costos con obligaciones de desmantelamiento de áreas se basa en el plazo de agotamiento de las reservas probadas de acuerdo con los criterios establecidos por la ANP/SPE. Las revisiones en las estimaciones de reservas que impliquen cambios en el plazo de agotamiento pueden afectar la provisión para el desmantelamiento de áreas.

d) Impacto en las exportaciones altamente probables que son objeto de hedge de flujo de efectivo

El cálculo de las "exportaciones futuras altamente probables" se basa en las exportaciones previstas en el Plan de Negocio y Gestión (PNG) y en el Plan Estratégico (PE), que se derivan de las estimaciones de reservas probadas y probables. Las revisiones de estas reservas pueden afectar las expectativas con respecto a las exportaciones futuras y, por tanto, las designaciones de las relaciones de hedge. Por ejemplo, una designación de relación de hedge debe ser revocada si las futuras exportaciones que fueron base para tal designación dejaron de ser consideradas altamente probables. En este caso, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio neto como consecuencia de esta relación de hedge deben ser reclasificadas a la cuenta de resultado cuando se produce la futura exportación. Cuando ya no se espera que se produzcan futuras exportaciones, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente a la cuenta del resultado del periodo.

5.2. Premisas para tests de deterioro del valor de los activos (Impairment)

Los tests de *impairment* implican incertidumbres relacionadas principalmente con las premisas claves: precio promedio del Brent y la tasa promedio de cambio (Real / Dólar) cuyas estimaciones son relevantes para prácticamente todos los segmentos de operación de la Compañía. Un número importante de variables interdependientes para determinar el valor en uso, cuya aplicación en los tests de *impairment* implica un alto grado de complejidad, se deriva de estas estimaciones.

Los mercados de petróleo y gas natural tienen una significativa historia de volatilidad de los precios y, aunque en ocasiones puede haber una disminución significativa, los precios en el largo plazo, tienden a permanecer dictados por la oferta del mercado y fundamentos de la demanda.

Las proyecciones relativas a las premisas claves se derivan del plan de negocios y gestión durante los primeros cinco años, y son coherentes con el plan estratégico para los años subsiguientes. Estas proyecciones son consistentes con los datos de mercado, tales como las previsiones macroeconómicas independientes, análisis de la industria y de especialistas. También se realizan pruebas estadísticas, tales como *backtesting* y *feedback*, para mejorar siempre las técnicas de predicción de la Compañía.

El modelo de previsión de precios de la Compañía se basa en una relación no lineal entre las variables que tienen la intención de representar a los fundamentos de la oferta y la demanda del mercado. Este modelo también considera el impacto de las decisiones de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), los costos de la industria, la capacidad disponible, la producción de petróleo y gas estimada por empresas especializadas y la relación entre los precios del petróleo y de cambio del dólar norteamericano.

El proceso de elaboración de las proyecciones de cambio se basa en modelos econométricos que utilizan como variables explicativas la tendencia a largo plazo involucrando principalmente datos observables, tales como precios de *commodities*, el riesgo país, la tasa de interés estadounidense y el valor del dólar en relación a una cesta de monedas (Indicador Dólar Índice).

Los cambios en el entorno económico puede conducir a cambios en los supuestos y en consecuencia, el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de determinados activos o UGEs, ya que, por ejemplo, el precio del Brent afecta directamente los ingresos de ventas y los márgenes de refino de la Compañía, mientras que la tasa de cambio del dólar estadounidense frente al real afecta esencialmente las inversiones y gastos de operación.

Los cambios en el entorno económico y político también pueden dar lugar a proyecciones de mayor riesgo-país que causan un aumento en las tasas de descuento utilizadas en los tests de *Impairment*.

Reducciones en los precios futuros de petróleo y gas natural, que sean consideradas tendencia de largo plazo, así como los efectos negativos provenientes de cambios significativos en los volúmenes de las reservas, en la curva de producción esperada, en los costos de extracción o en las tasas de descuento, y decisiones sobre inversiones que generan postergación o interrupción de proyectos, pueden ser indicios de la necesidad de realización de tests de deterioro del valor de los activos.

El valor recuperable de determinados activos puede no exceder sustancialmente sus valores contables y, por esta razón, es razonablemente posible que pérdidas por devaluación sean reconocidas sobre activos en los próximos años debido a la observación de una realidad diferente en relación con las premisas asumidas, con base en la nota 14.1.1.

5.3. Definición de las unidades generadoras de efectivo para los tests de *impairment*

Esta definición implica juicios y evaluación por parte de la Administración, con base en su modelo de negocio y gestión. Los cambios en las UGEs pueden ocurrir en función de la revisión de factores de inversión, estratégicos u operacionales que pueden resultar en alteraciones en las interdependencias entre activos y consecuentemente, en la agregación o desagregación de activos que formaban parte de determinadas UGEs, pudiendo resultar en pérdidas o reversiones adicionales en la recuperación de activos. Las definiciones adoptadas son las siguientes:

- a) UGEs del área de Exploración y Producción:

i. Campo o polo de producción de petróleo y gas: compuesto por un conjunto de activos vinculados a la exploración y al desarrollo de la producción de un campo o de un polo (conjunto de dos o más campos) en Brasil o en el exterior. Durante el ejercicio de 2018, se establecieron las siguientes modificaciones: (i) Polo Barracuda-Caratinga (formado por los campos de Barracuda y de Caratinga, los cuales pasaron a ser interdependientes en función de la redeterminación ocurrida en el depósito de Macabu); (ii) Polo Sapinhoá (resultante de la declaración de comercialidad de los campos Nordeste, Noroeste y Sudoeste de Sapinhoá, los cuales mantiene interdependencia con el campo de Sapinhoá); (iii) Polo Tartaruga Verde (formado por los campos de Espadarte, Tartaruga Verde y Sudoeste de Tartaruga Verde, en función de la interdependencia existente proporcionada por el compartimiento de reservorio e infraestructura relevante); (iv) Polo Norte (fueron excluidos de la UGE y tratados como UGEs aislados los campos Carapeba, Vermelho, Pargo y Garoupinha, siendo los tres primeros por la aprobación de la venta y el último por el término de la producción); y, (v) Polo Canto do Amaro (el campo de Pajeú fue excluido por la aprobación de la venta). Así, a 31 de diciembre de 2018, las UGEs del segmento de Exploración y Producción suman 138 campos y 43 polos (contemplando 184 campos).

Los equipos de perforación no están asociados a ninguna UGE y se prueban individualmente para fines de recuperabilidad.

b) UGEs del área de Refino, Transporte y Comercialización (RTC):

i. UGE Abastecimiento: conjunto de activos que comprende las refinerías, terminales y ductos, así como los activos logísticos operados por Transpetro, con la operación combinada y centralizada de activos logísticos y de refino, con el objetivo común de satisfacer el mercado al menor costo total y, sobre todo, la preservación del valor estratégico de todos los activos en el largo plazo. La planificación operativa se realiza de manera centralizada y los activos no son gestionados, medidos o evaluados por sus resultados económicos y financieros individuales aislados. Las refinerías no tienen la autonomía para elegir el petróleo a procesar, la mezcla de derivados a producir, los mercados en los que les destinan, que parte será exportada, que intermediarios serán recibidos y los precios de venta de productos. Las decisiones operativas son analizadas a través de un modelo integrado de planificación operativa para la atención del mercado, teniendo en cuenta todas las opciones de producción, importación, exportación, logística e inventario y buscando maximizar el rendimiento global de la Compañía. La decisión sobre nuevas inversiones no se basa en la evaluación individual del activo donde se instalará el proyecto, pero en el resultado adicional a la UGE en su conjunto. El modelo en lo que se basa toda la planificación, utilizado en los estudios de viabilidad técnica y económica de nuevas inversiones en refinación y logística, trata de asignar un determinado tipo de petróleo o mezcla de derivados, definir la atención a los mercados (área de influencia), teniendo en cuenta los mejores resultados para el sistema integrado. Los ductos y terminales son partes complementarias e interdependientes de los activos de refinación, con el objetivo común de atender al mercado;

ii. UGE Complejo Petroquímico de Río de Janeiro (Comperj): activos en construcción de la Refinería Trem 1 – Comperj. En 2014, la Compañía optó por posponer este proyecto durante un período prolongado de tiempo;

iii. UGE 2º tren de refino RNEST: activos en construcción del 2º tren de refino de Refinería Abreu e Lima y de la infraestructura asociada. En 2014, la Compañía optó por posponer este proyecto durante un período prolongado de tiempo;

iv. UGE Transporte: activos de la flota de buques de Transpetro;

v. UGE PANAMAX: conjunto de tres buques en construcción de la clase PANAMAX (EI-512, EI-513 y EI-514), retirados en 2017 de la UGC Transporte, en función de la postergación del proyecto por un extenso período de tiempo;

vi. UGE Trenes-Hidroviá: conjunto de embarcaciones (trenes) en construcción del proyecto Hidroviá (transporte de etanol a lo largo del Río Tietê);

vii. UGE SIX - planta de procesamiento de esquisto; y

- viii. Otras UGES: activos en el extranjero evaluados al menor grupo de activos que genera efectivo independiente de efectivos de otros activos u otros grupos de activos.
- c) UGEs del área de Gas y Energía:
- i. UGE Gas Natural: conjunto de activos que componen la malla comercial del gas natural (gasoductos) y las unidades de procesamiento de gas natural (UPGN) consolidando los segmentos de compra, transporte y tratamiento del gas natural, para hacer viable la comercialización de gas natural y sus líquidos (GLP, LGN y ETANO). Desde 2017, en función del posicionamiento estratégico definido en el Plan de Negocios y Gestión de salir del segmento de fertilizantes y nitrogenados, todas las plantas fueron retiradas de la UGE y pasaron a tener sus recuperabilidades probadas aisladamente. Durante el ejercicio de 2018, la Administración excluyó de la UGE los activos relativos al GASFOR II en función de la postergación del proyecto por un extenso período de tiempo, los cuales pasan a ser evaluados individualmente;
 - ii. UGE Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III): planta de Fertilizantes Nitrogenados III cuya construcción está paralizada y la entrada en operación pospuesta desde 2014;
 - iii. UGE Energía: conjunto de activos que componen el portfolio de usinas termoeléctricas (UTE);
 - iv. UGEs Fafens - plantas de fertilizantes Fafen BA y Fafen SE, probadas aisladamente desde 2017;
 - v. Otras UGES: activos en el extranjero evaluados al menor grupo de activos que genera efectivo independiente de efectivos de otros activos u otros grupos de activos.
- d) UGE del área de Distribución: conjunto de activos de distribución, principalmente las actividades operativas de Petrobras Distribuidora S.A.
- e) UGE del área de Biocombustible
- i. UGE Biodiesel: conjunto de activos que comprende las plantas de biodiesel. La definición de la UGE, con evaluación conjunta de las plantas, refleja el proceso de planificación y realización de la producción, teniendo en cuenta las condiciones del mercado nacional y la capacidad de suministro de cada planta, así como los resultados alcanzados en las subastas y la oferta de materia prima;
 - ii. UGE del Quixadá: activos de la Planta de Biodiesel Quixadá-CE. En septiembre de 2016, fue excluida de la UGE Biodiesel en función de la decisión por el cierre de sus operaciones.

Las inversiones en empresas asociadas y negocios conjuntos, incluyendo la plusvalía (*goodwill*) por rentabilidad futura, son testadas individualmente para fines de evaluación de su recuperabilidad.

Más informaciones sobre la reducción por deterioro del valor de los activos son presentadas en las notas explicativas 4.10 y 14.

5.4. Plan de Pensión y Otros Beneficios Después de la Jubilación

Las obligaciones actuariales y los costos con los planes de beneficios definidos de pensiones y jubilación y planes de salud dependen de una serie de supuestos económicos y demográficos. Entre las principales utilizadas están:

- Tasa de descuento – comprende la curva de inflación proyectada, basada en el mercado, más intereses reales determinados por medio de una tasa equivalente que combina el perfil de vencimientos de las obligaciones de pensiones y de salud con la curva futura de rendimiento de los bonos de plazo más largo del gobierno brasileño;

- Tasa de variación de los gastos médicos y hospitalarios - representada por la proyección de tasa de crecimiento de los costos médicos y hospitalarios, basada en el histórico de desembolsos para cada individuo (per cápita) de la Compañía en los últimos cinco años, que se iguala a la tasa de inflación general de la economía en el plazo de 30 años.

Éstas y otras estimaciones se revisan anualmente y pueden diferir de los resultados reales debido a los cambios en las condiciones económicas y de mercado, además del comportamiento de las premisas actuariales.

El análisis de sensibilidad de las tasas de descuento y de los cambios en los costos médicos y hospitalarios, así como información adicional de las premisas, se describen en la nota explicativa 23.

5.5. Estimaciones relativas a los litigios y contingencias

La Compañía es parte en arbitrajes, procesos judiciales y administrativos involucrando cuestiones civiles, fiscales, laborales y ambientales derivadas del curso normal de sus operaciones y se utiliza de estimaciones para reconocer los valores y la probabilidad de salida de recursos con base en dictámenes de evaluaciones técnicas de sus asesores jurídicos y en los juicios de la Administración.

Estas estimaciones se realizan de forma individualizada o por agrupación de casos con tesis similares y esencialmente toma en consideración factores como el análisis de los pedidos realizados por los autores, robustez de las pruebas existentes, precedentes jurisprudenciales de casos semejantes y doctrina sobre el tema. Específicamente para acciones laborales de tercerizados, la Compañía estima la pérdida esperada a través de un procedimiento estadístico en virtud del volumen de acciones con características similares.

Las decisiones arbitrales, judiciales y administrativas en acciones contra la Compañía, nueva jurisprudencia, cambios en el conjunto de pruebas existentes pueden resultar en la alteración en la probabilidad de salida de recursos y sus mediciones mediante el análisis de sus fundamentos.

La información sobre los procedimientos provisionados y las contingencias se presentan en la nota explicativa 31.

5.6. Estimaciones de los costes de las obligaciones de desmantelamiento de áreas

La Compañía tiene obligaciones legales de remoción de equipos y restauración de áreas terrestres o marítimas al final de las operaciones. Las obligaciones más significativas de esta naturaleza involucra la remoción y tratamiento de las instalaciones de producción de petróleo y gas natural en Brasil y en el exterior en alto mar *offshore*. Las estimaciones de costos de futuras retiradas y recuperaciones ambientales se basan en la información actual sobre los costos y los planes de recuperación esperados.

Los cálculos de estas estimativas son complejos e involucran juzgamientos significativos, pues i) las obligaciones ocurrirán en el largo plazo; ii) los contratos y reglamentos tienen descripciones subjetivas acerca de las prácticas de remoción y restauro, y de los criterios a ser atendidos en el exacto momento de la remoción y restauro; y iii) las tecnologías y los costos de remoción de activos cambian constantemente, así como los reglamentos ambientales y de seguridad.

La Compañía está constantemente conduciendo estudios para incorporar tecnologías y procedimientos para optimizar las operaciones de abandono, considerando las mejores prácticas de la industria. Sin embargo, los plazos y los flujos de efectivo futuros están sujetos a incertidumbres significativas.

Más información acerca de desmantelamiento de áreas se exponen en las notas explicativa 4.14 y 20.

5.7. Impuestos sobre la renta diferidos

La Compañía realiza juicios para determinar el reconocimiento y el valor de los impuestos diferidos en los estados financieros. Los activos por impuestos diferidos se reconocen cuando es probable el ingreso tributable futuro. La determinación del reconocimiento de activos por impuestos diferidos requiere el uso de estimaciones en el Plan de Negocios y Gestión de la Compañía (PNG) para el Grupo Petrobras, que es aprobado a cada año por el Consejo de Administración. Este plan contiene las principales hipótesis que apoyan la medición de los ingresos futuros tributables que son: i) el precio del petróleo de tipo Brent; ii) el tipo de cambio; iii) el resultado financiero neto.

El movimiento del impuesto sobre la renta diferido y la contribución social diferida se presentan en la nota 21.6.

5.8. Contabilidad de *hedge* de flujos de efectivo de las exportaciones

El cálculo de las "exportaciones futuras altamente probables" se basa en las exportaciones previstas en el Plan de Negocios y Gestión (PNG) y el Plan Estratégico (PE) corrientes, lo que representa una parte de los montos proyectados para los ingresos de exportación a medio y largo plazos. El monto considerado altamente probable se calcula considerándose la incertidumbre futura del precio del petróleo, producción de petróleo y demanda por productos en un modelo de optimización de las operaciones e inversiones de la Compañía, y utilizando como techo un porcentaje histórico de volumen exportado en relación a la producción total de aceite. Los valores de las exportaciones futuras se recalculan a cada cambio de premisa en la proyección del PNG y el PE. La metodología del cálculo, así como sus respectivos parámetros, son evaluados al menos una vez al año.

Otras informaciones y análisis de sensibilidades de la contabilidad de *hedge* de flujos de efectivo de las exportaciones se describen en la nota 34.2.

5.9. Bajas de gastos adicionales capitalizados indebidamente

Como se describe en la nota explicativa 3, la Compañía desarrolló una metodología y bajó R\$ 6.194 en el tercer trimestre de 2014, referente a costos capitalizados representando montos pagos en la adquisición de propiedad, planta y equipo en períodos anteriores.

Petrobras admite el grado de incertidumbre involucrado en la referida metodología de estimación y continúa acompañando los resultados de las investigaciones en curso y la disponibilidad de otras informaciones relativas al esquema de pagos indebidos. Si la información confiable se encuentra disponible y que indica con suficiente precisión que las estimaciones que la Compañía utilizó deberían ajustarse, la Compañía evaluará su materialidad para un adecuado reconocimiento.

Sin embargo, como ya hemos comentado, la Compañía considera que utilizó la metodología más apropiada para determinar los valores de los pagos indebidos capitalizados, y no hay evidencia que indica la posibilidad de un cambio material en los montos bajados.

5.10. Pérdidas de crédito esperadas

La provisión de pérdidas de crédito esperadas para activos financieros se basa en premisas de riesgo de *default*, determinación de la ocurrencia o no de aumento significativo en el riesgo de crédito, factor de recuperación, entre otras. La Compañía utiliza juicio en tales premisas y en la selección de los *inputs* para el cálculo de las pérdidas de crédito esperadas.

6. Nuevos pronunciamientos contables

Las principales normas emitidas por el IASB que aún no entraron en vigor y no tuvieron su adopción anticipada por la Compañía hasta el 31 de diciembre de 2018 son las siguientes:

6.1. International Accounting Standards Board (IASB)

6.1.1. NIIF 16 – “Arrendamiento Mercantil”

El 13 de enero de 2016, el IASB emitió el NIIF 16 – *Leases*, que se aplicará a los ejercicios iniciados en o después del primer de enero de 2019, en sustitución de los siguientes pronunciamientos e interpretaciones: NIC 17 – *Leases*; CINIIF 4 – *Determining whether an Arrangement contains a Lease*; SIC-15 – *Operating Leases - Incentives*; y SIC-27 – *Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease*. La NIIF 16 contiene principios para la identificación, el reconocimiento, la medición, la presentación y la divulgación de arrendamientos mercantiles, tanto por parte de arrendatarios como de arrendadores.

Prácticas contables

Entre los cambios para los arrendatarios, el NIIF 16 eliminó la clasificación entre arrendamientos financieros y operativos, pasando a existir un único modelo en el cual todos los arrendamientos mercantiles resultan en el reconocimiento de activos referentes a los derechos de uso de los activos arrendados y un pasivo de arrendamiento.

A partir de la adopción inicial de la NIIF 16, la Compañía deja de reconocer costos y gastos operativos provenientes de contratos de arrendamiento operativo y pasa a reconocer en su demostración de resultado: (i) los efectos de la depreciación de los derechos de uso de los activos arrendados; y (ii) el gasto financiero y la variación de los tipos de cambio calculados sobre la base de los pasivos financieros de los contratos de arrendamiento.

Las variaciones cambiarias derivadas del saldo de los pasivos de arrendamiento denominados en dólares estadounidenses pueden ser objeto de designación en función de las relaciones de *hedge* entre las variaciones cambiarias de las “exportaciones futuras altamente probables” (elemento protegido) y las variaciones cambiarias de proporciones de ciertas obligaciones en esa moneda.

La Compañía adoptará la exención en el reconocimiento de arrendamientos a corto plazo (plazo de 12 meses o menos), siendo los pagos de arrendamiento asociados a esos contratos reconocidos como gasto del ejercicio a lo largo del plazo del contrato.

Transición

Conforme a lo previsto en las disposiciones transitorias de la NIIF 16, para la adopción inicial la Compañía adoptará el método de enfoque de efecto acumulativo, no volviendo a presentar sus estados financieros de períodos anteriores, así como aplicará los siguientes expedientes:

- Aplicará el pronunciamiento a los contratos que fueron previamente identificados como arrendamiento conforme a la nota explicativa 18 de pagos mínimos de arrendamiento operacional;
- El pasivo de arrendamiento se medirá por el valor presente de los pagos de arrendamientos restantes, netos de impuestos recuperables, cuando sea aplicable, descontados utilizando la tasa incremental sobre préstamo de la Compañía en la fecha de la aplicación inicial;
- El activo de derecho de uso se reconocerá sobre la base del valor del pasivo de arrendamiento, ajustado por cualquier pago de arrendamiento anticipado o acumulado referente a dicho arrendamiento, reconocido en el balance general inmediatamente antes de la fecha de la adopción inicial. No se considerarán los costos directos iniciales de la medición del derecho de uso en la fecha de la aplicación inicial.

Estimaciones y juicios relevantes

Considerando que la Compañía adoptará el método de enfoque de efecto acumulativo, los pasivos de arrendamiento se medirán al valor presente de los pagos de arrendamiento restantes, utilizando como tasas de descuento, tasas incrementales sobre préstamos de la Compañía en la fecha de adopción inicial, determinadas principalmente por las tasas de captación corporativa (obtenidas por los rendimientos – *yields* - de los bonos emitidos por la Compañía), ajustadas por plazo, moneda, ambiente económico del país de operación de la arrendataria y efectos de garantías similares.

Actualmente, el intervalo de las tasas incrementales aplicable a la mayoría de los arrendamientos es de 2,47% a 7,00%.

Presentación

Los activos de derecho de uso se presentarán en Propiedad, Planta y Equipo, representando principalmente los siguientes activos subyacentes: arrendamientos de unidades de producción de petróleo y gas natural, sondas de perforación y otros equipos de exploración y producción, buques, embarcaciones de apoyo, helicópteros, terrenos y edificaciones. Los pasivos de arrendamiento se presentarán junto con las financiaciones.

En este sentido, se espera que los cambios aportados por el NIIF 16 en cuanto al reconocimiento, medición y presentación de arrendamientos mercantiles ocasionarán, en su adopción inicial, aumento de aproximadamente R\$ 110 mil millones en los saldos de Propiedad, Planta y Equipo y Financiamientos y en virtud de la medición de los activos de derecho de uso sean equivalentes al pasivo de arrendamiento, tales cambios no afectarán el Patrimonio Neto de la Compañía el primer de enero de 2019. Con respecto a la meta de apalancamiento descrita en la nota explicativa 34.4, el índice de endeudamiento neto/EBITDA ajustado se incrementaría en aproximadamente 0,5x.

En la demostración de los flujos de efectivo, los pagos de arrendamientos que actualmente se presentan como flujos de efectivo de las actividades operativas, se presentarán como flujos de efectivo de financiamiento, representando los pagos de principal e intereses de los pasivos de arrendamiento. Sin embargo, esta alteración no generará impactos en la posición neta del Flujo de Efectivo de la Compañía.

Otras cuestiones pertinentes

Los efectos traídos por la NIIF 16 se considerarán prospectivamente en la métrica financiera Deuda neta/Ebitda ajustado y los impactos provenientes de esta norma sobre ese indicador serán presentados para fines comparativos. Adicionalmente, la adopción de este pronunciamiento no ocasionará alteraciones en las prácticas de negocio de la Compañía y no hubo la necesidad de renegociación de cláusulas restrictivas (*covenants*) existentes en los contratos de financiamientos, porque el aumento del pasivo no alteró los índices requeridos en cláusulas restrictivas.

6.1.2. CINIIF 23 – Incertidumbre sobre el Tratamiento de los Impuestos sobre la Ganancia

A partir del primer de enero de 2019, entró en vigor la interpretación técnica *IFRIC Interpretation 23 - Uncertainty over Income Tax Treatments* (CINIIF 23).

El CINIIF 23 aclara cómo aplicar los requisitos de reconocimiento y medición en la NIC 12 cuando hay incertidumbre sobre los tratamientos de los tributos sobre la ganancia.

Cuando hay incertidumbre sobre tratamientos de tributos sobre la ganancia, esta Interpretación trata:

- Si la entidad debe considerar tratamientos fiscales inciertos por separado;
- Las premisas que la entidad debe elaborar sobre el examen de los tratamientos fiscales por las autoridades fiscales;

- Como la entidad debe determinar la ganancia imponible (pérdida fiscal), la base fiscal, las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las alícuotas fiscales; y
- Como la entidad debe considerar cambios en hechos y circunstancias.

Conforme a lo previsto en las disposiciones transitorias del CINIIF 23, la Compañía aplicará los requerimientos retrospectivamente, con el efecto acumulativo de la adopción reconocida en la fecha de la aplicación inicial como ajuste al saldo de apertura de ganancias acumuladas. La Compañía no identificó impactos materiales en la aplicación de esta interpretación.

6.2. Comité de Normas de Contabilidad (CNC)

El CNC emite pronunciamientos e interpretaciones como análogos a las NIIF, emitidas por el IASB. A continuación se presentan los principales pronunciamientos e interpretaciones emitidos por el CNC que aún no entraron en vigor y no tuvieron su adopción anticipada por la Compañía hasta el 31 de diciembre de 2018, así como los NIIF equivalentes:

Pronunciamiento o interpretación del CNC	NIIF equivalente	Fecha de vigencia
ICNC 22 – Incertidumbre sobre el Tratamiento de los Impuestos sobre la Ganancia	CINIIF 23 - <i>Uncertainty over Income Tax Treatments</i>	Primer de enero de 2019
CNC 06 (R2) – Operaciones de Arrendamiento Mercantil	NIIF 16 - <i>Leases</i>	Primer de enero de 2019

Las disposiciones transitorias y los efectos esperados de adopción inicial relativos a cada pronunciamiento o interpretación del CNC mencionado anteriormente son los mismos que se presentaron a las NIIF correspondientes en el artículo 6.1.

7. Efectivo y equivalentes al efectivo e inversiones financieras

7.1. Efectivo y equivalentes al efectivo

Incluyen dinero, depósitos bancarios disponibles e inversiones financieras a corto plazo con alta liquidez, con vencimiento en hasta tres meses, contados desde la fecha de la contratación original, fácilmente convertibles en un monto conocido de efectivo y con un riesgo insignificante de cambio de valor.

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Efectivo y bancos	3.344	5.193	102	8
Inversiones financieras de corto plazo				
- En Brasil				
Fondos de inversión DI y transacciones comprometidas	7.266	3.889	2.197	1.050
Otros fondos de inversión	45	57	17	10
	7.311	3.946	2.214	1.060
- En el Exterior				
Time deposits	14.812	20.632	1.756	-
Auto Invest y cuentas remuneradas	25.992	37.337	2.262	237
Otras inversiones	2.395	7.386	-	-
	43.199	65.355	4.018	237
Total de las inversiones financieras de corto plazo	50.510	69.301	6.232	1.297
Total de efectivo y equivalentes al efectivo	53.854	74.494	6.334	1.305

Los fondos de inversión en Brasil tienen sus fondos invertidos en títulos públicos federales brasileños y en operaciones respaldadas en títulos públicos (compromisadas), cuyos plazos de vencimiento son de hasta tres meses contados a partir de la fecha de adquisición. Las inversiones en el extranjero consisten en *time deposits* con plazos de hasta tres meses contados a partir de la fecha de adquisición, en otras aplicaciones en cuentas remuneradas con liquidez diaria, y en otros instrumentos de renta fija de corto plazo.

Las principales aplicaciones de efectivo en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018 fueron para el cumplimiento del servicio de la deuda, incluyendo prepagos, en el total de R\$ 141.483, además de inversiones en las áreas de negocio por el monto de R\$ 43.987. Estas aplicaciones fueron sustancialmente proporcionadas por una generación de efectivo operacional de R\$ 95.846, captaciones de R\$ 38.023, recibos por la venta de activos y de participaciones de R\$ 20.218 y por el efecto cambiario sobre los montos de efectivo y equivalente a efectivo de R\$ 8.342.

7.2. Inversiones financieras

	31.12.2018				Consolidado 01.01.2018		Controladora 01.01.2018	
	En Brasil	Total	En Brasil	En el exterior	Total	Total	Total	
Valor justo por medio del resultado	4.198	4.198	4.222	-	4.222	3.974	3.531	
Valor justo por medio de otros resultados integrales	30	30	42	2.015	2.057	30	42	
Costo amortizado	175	175	169	-	169	172	162	
Total	4.403	4.403	4.433	2.015	6.448	4.176	3.735	
Corriente	4.198	4.198	4.222	2.015	6.237	3.974	3.531	
No corriente	205	205	211	-	211	202	204	

Los títulos clasificados como valor justo por medio de resultado se refieren principalmente a inversiones en títulos públicos federales brasileños. Estas inversiones financieras tienen plazos de vencimiento superiores a tres meses y, en su mayoría, se presentan en el activo corriente en función de la expectativa de realización o vencimiento a corto plazo.

Los saldos del primer de enero de 2018 se reclasificaron en función de la NIIF 9, según la nota explicativa 2.3.1.

8. Cuentas por cobrar

8.1. Cuentas por cobrar, netas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Clientes				
Cuentas por cobrar				
Terceros	25.629	23.138	9.208	9.898
Partes relacionadas				
Cuentas por cobrar con empresas participadas (nota 19.7)	2.641	1.752	17.364	14.874
Cuentas por cobrar del sector eléctrico (nota 8.4) (*)	17.051	17.362	15.092	13.467
Subtotal	45.321	42.252	41.664	38.239
Otras cuentas por cobrar				
Terceros				
Cobros por desinversión (**)	5.020	2.885	5.020	2.885
Arrendamiento mercantil financiero	2.011	1.818	-	-
Otras	5.134	5.449	3.141	2.109
Partes relacionadas				
Subvención de Diesel (nota 19.7)	1.550	-	1.550	-
Inversiones en el Fondo de Inversión en Derechos Crediticios (nota 19.4)	-	-	9.845	14.222
Cuentas petróleo y alcohol - créditos con el Gobierno Brasileño (nota 19.7)	1.191	829	1.191	829
Subtotal	14.906	10.981	20.747	20.045
Total de cuentas por cobrar	60.227	53.233	62.411	58.284
Pérdidas de crédito esperadas - Terceros	(13.137)	(12.194)	(4.106)	(4.464)
Pérdidas de crédito esperadas - Partes Relacionadas	(3.545)	(7.473)	(3.435)	(4.370)
Total del cuentas por cobrar, netas	43.545	33.566	54.870	49.450
Corriente	22.264	16.446	36.731	34.239
No corriente	21.281	17.120	18.139	15.211

(*) Incluye el valor de R\$ 770 el 31 de diciembre de 2018 (R\$ 771 el 31 de diciembre de 2017) referente al arrendamiento mercantil financiero a recibir con empresa AME.

(**) Se refiere a valores a recibir de la desinversión en la Nova Transportadora do Sudeste y cuota contingente de Roncador.

Las cuentas por cobrar que eran clasificadas de acuerdo con la CPC 38 (NIC 39) en la categoría de préstamos y recibibles, después de la adopción de la CPC 48 (NIIF 9), se clasifican en la categoría de costo amortizado, excepto para determinados recibibles con la formación de precio final después de la transferencia de control de los productos dependiente de la variación del valor de la *commodity*, clasificados en la categoría valor justo por medio del resultado, cuyo valor a 31 de diciembre de 2018 totalizó R\$ 306, con base en la nota 2.3.1.

8.2. Aging del cuentas por cobrar – Terceros

	31.12.2018		Consolidado 31.12.2017		31.12.2018		Controladora 31.12.2017	
	Cuentas por cobrar	PCE	Cuentas por cobrar	PCE	Cuentas por cobrar	PCE	Cuentas por cobrar	PCE
A vencer	22.718	(1.394)	19.053	(906)	10.899	(222)	8.640	(2)
Vencidos:								
Hasta 3 meses	1.876	(211)	1.972	(241)	1.592	(149)	1.465	(141)
De 3 a 6 meses	135	(47)	171	(120)	83	(30)	101	(99)
De 6 a 12 meses	186	(78)	275	(156)	32	(22)	146	(146)
Más de 12 meses	12.879	(11.407)	11.819	(10.771)	4.763	(3.683)	4.540	(4.076)
Total	37.794	(13.137)	33.290	(12.194)	17.369	(4.106)	14.892	(4.464)

8.3. Movimiento de las pérdidas de crédito esperadas - PCE

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Saldo inicial	19.667	17.682	8.834	7.676
Adopción inicial de la NIIF 9	405	-	64	-
Adiciones	322	2.269	288	1.305
Bajas	(4.540)	(349)	(1.645)	(147)
Transferência de activos mantenidos para venta	21	-	-	-
Ajustes por diferencias de cambio	807	65	-	-
Saldo final	16.682	19.667	7.541	8.834
Corriente	6.645	6.842	4.032	4.632
No corriente	10.037	12.825	3.509	4.202

En 2018, las bajas de R\$ 4.540 reflejan principalmente los efectos de los acuerdos firmados en 2018 (CCD 2018), según nota explicativa 8.4.

En 2017, además de las pérdidas de crédito esperadas referentes al sector eléctrico en el monto de R\$ 681, hay la pérdida de R\$ 894 resultante de la rescisión del contrato de arrendamiento financiero ("CLC") del buque sonda Vitória 10.000, cuya posesión del buque sonda fue restablecida en el tercer trimestre de 2017.

8.4. Cuentas por cobrar - Sector Eléctrico (Sistema Aislado de Energía)

Sector Eléctrico (Sistema Aislado de Energía)	Montos a recibir fuera del alcance de los CCDs					Consolidado
	CCD 2014	CCD 2018	Arrendamiento o mercantil	Otros	Total	
Cuentas por cobrar	7.878	10.277	-	771	12	18.938
(-) Pérdidas de crédito esperadas	(7.235)	(1.097)	-	-	(12)	(8.344)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	643	9.180	-	771	-	10.594
Ventas	4.460	-	-	-	-	4.460
Recibos	(2.746)	(1.387)	(2.045)	(140)	(9)	(6.327)
Intereses	133	595	82	144	-	954
No reconocimiento de montos a recibir	(4.501)	-	-	(5)	-	(4.506)
Acuerdos firmados en 2018		434	4.825	-	-	5.259
(Provisión) reversión de pérdidas de crédito esperadas	(1.846)	1.077	(3)	-	9	(763)
Baja de pérdidas de crédito esperadas	4.501	-	-	-	-	4.501
Saldo el 31 de diciembre de 2018	644	9.899	2.859	770	-	14.172
Cuentas por cobrar	5.224	9.919	2.862	770	3	18.778
(-) Pérdidas de crédito esperadas	(4.580)	(20)	(3)	-	(3)	(4.606)
Saldo el 31 de diciembre de 2018	644	9.899	2.859	770	-	14.172

	Cuentas por Cobrar	PCE	Total
Partes Relacionadas			
Amazonas Energia - AME	14.517	(3.536)	10.981
Eletrobras	2.534	(6)	2.528
Total	17.051	(3.542)	13.509
Terceros			
Cia de Gás do Amazonas - CIGÁS	603	(9)	594
Cia de Eletricidade do Amapá - CEA	884	(884)	-
Otros	240	(171)	69
Total	1.727	(1.064)	663
Saldo el 31 de diciembre de 2018	18.778	(4.606)	14.172
Saldo el 31 de diciembre de 2017	18.938	(8.344)	10.594

La Compañía suministra aceite combustible y gas natural, entre otros productos, para concesionarias de distribución de energía controladas por Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras y productores independientes de energía (PIE) integrantes del Sistema Aislado de energía en la región norte del país. El Sistema Aislado corresponde al sistema de producción y transmisión de energía eléctrica no totalmente conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Por cuenta de diversos factores operativos, regulatorios y administrativos fuera del control de esas empresas, el costo de estos sistemas aislados es reembolsado, en su mayor parte por la CCC (*Conta de Consumo de Combustíveis*), un fondo sectorial regulado y fiscalizado por la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). La CCC tiene como fuente de recursos las tarifas pagadas por todas las concesionarias de distribución y de transmisión de energía eléctrica en el contexto de la CDE (*Conta de Desenvolvimento Energético*), un fondo destinado a la promoción del desarrollo energético en todo el territorio nacional. Sin embargo, cuestiones regulatorias y administrativas de la CCC y CDE causaron reducciones en los reembolsos de la CCC y, a partir del año 2013, el incumplimiento aumentó considerablemente, impactando directamente los pagos a la Compañía por el suministro de combustibles a las concesionarias del grupo Eletrobras por la Petrobras.

A fin de regularizar esa situación, a 31 de diciembre de 2014, se celebraron contratos de confesión de deuda (CCDs 2014) por Petrobras y Petrobras Distribuidora SA (BR) con las subsidiarias de Eletrobras, cubriendo débitos vencidos hasta el 30 de noviembre de 2014 para liquidación en 120 parcelas mensuales y sucesivas actualizadas por la SELIC, siendo que el 89% de la deuda poseía garantía por Penhor de créditos provenientes de la CDE. El Sistema Eletrobras viene cumpliendo con los pagos de los CCDs 2014, aunque con retrasos intermitentes, y sus saldos al 31 de diciembre de 2017 totalizaban R\$ 10.277.

La Compañía adoptó diversas medidas para la protección de sus derechos, incluyendo acciones de cobro ante el Poder Judicial para recibir la totalidad de los créditos incumplidos tras la firma de los CCDs 2014, así como la suspensión de suministros de petróleo a plazo. Sin embargo, a 31 de diciembre de 2017, el total de R\$ 8.344 del saldo de recibibles relativos al sector eléctrico se encontraba con provisión para pérdidas de créditos, principalmente en función del histórico de incumplimientos de empresas integrantes de los sistemas aislados para las ventas fuera del mercado ámbito de los CCDs 2014.

A finales de 2017, esas mismas distribuidoras fueron incluidas en el Programa de Alianzas de Inversiones - PPI, programa creado por el gobierno federal que prevé nuevas inversiones en proyectos de infraestructura y de desestatización, y con el proceso de privatización de las concesionarias de distribución del grupo Eletrobras, se realizaron nuevas negociaciones para la composición de un acuerdo para ecuacionar las disputas judiciales y mitigar nuevos incumplimientos.

De esta forma, Petrobras y Petrobras Distribuidora celebraron con Eletrobras y sus concesionarias de distribución de energía, el 30 de abril de 2018, instrumentos contractuales para recomponer las garantías e indexaciones previstas en los CCDs 2014 y nuevos CCDs (CCDs 2018) que cubren parte de los recibidos cobrados legalmente. Adicionalmente, las partes también celebraron Instrumentos de Asunción de Deudas, donde Eletrobras asumiría una significativa parte de la deuda en caso de privatización de las distribuidoras.

Delante de la mejora en el riesgo de crédito de Eletrobras, el acuerdo también trató de la sustitución de las garantías anteriores en los CCDs 2014 por garantía corporativa directa de Eletrobras (54%), además de garantías respaldadas a créditos junto al Tesoro Nacional (34%) y nuevas prendas de créditos de la CDE (12%). Sin embargo, la efectividad de la garantía respaldada en créditos mantenidos por las distribuidoras ante el Tesoro Nacional, que estaba prevista hasta el 30 de junio de 2018, no fue posible en función de la Medida Provisional 814/17 haber perdido su eficacia el primer de junio de 2018 y de la no aprobación por el Senado Federal, en octubre de 2018, del proyecto de Ley 10.332/18 que reestablecería las condiciones para la constitución del crédito en cuestión.

Los CCDs 2018 abarcaron recibibles bajo disputas judiciales provenientes de suministros de petróleo combustible y gas natural vencidos a partir de diciembre de 2014. Estos contratos incluyen los valores de R\$ 1.600 y R\$ 4.500, referentes a Petrobras ya la Petrobras Distribuidora, respectivamente, totalizando R\$ 6.100, previendo la liquidación financiera en 36 parcelas mensuales y sucesivas, actualizadas por el 124,75% del CDI. Sin embargo, el reconocimiento y la medición de estos valores tomaron en consideración las condiciones asociadas a las garantías obtenidas, que en el caso de la Petrobras Distribuidora dependen sustancialmente de la privatización de las distribuidoras mientras que en Petrobras cuentan con garantía corporativa de Eletrobras aunque la privatización no ocurra.

El 3 de diciembre de 2018, Petrobras celebró instrumentos contractuales con la Amazonas Distribuidora, Eletrobras y la Amazonas Geração e Transmissão que contemplaron:

- sustitución de garantías respaldadas a créditos junto al Tesoro Nacional por recibibles y fianzas corporativas de Eletrobras;
- renegociación de contratos para dar condición para privatización de las distribuidoras;
- repactación de deudas vencidas y no liquidadas hasta la fecha del 31 de octubre de 2018 con un nuevo parcelamiento en el monto de R\$ 571 que será liquidado en las mismas condiciones aplicadas al CCD 2018; y
- implementación de cuenta vinculada *escrow account* para garantizar el pago para suministros futuros de gas.

Como resultado de los acuerdos firmados en 2018 y con la conclusión del proceso de privatización de las distribuidoras de Eletrobras (Ceron, Boa Vista Energia y Electroacre), la Compañía reconoció una ganancia de R\$ 5.259 en el resultado financiero, principalmente en función de los recibibles en el contexto de los CCDs 2018, que en gran parte estaban bajo disputas judiciales y con provisiones, los cuales fueron reconocidos por sus valores justos considerando las modificaciones sustanciales en sus términos contractuales.

Adicionalmente, la Compañía reconoció en 2018 R\$ 763 (R\$ 681 en 2017) como pérdida de crédito esperada, reflejando principalmente las pérdidas en recibibles fuera del alcance de los CCDs (R\$ 1.846) en gran parte oriunda del suministro corriente de gas que aún se mantiene en cobro, parcialmente compensada por la recomposición de las garantías en el ámbito de los CCDs 2014 y la asunción de deudas por Eletrobras tras la privatización de sus distribuidoras (R\$ 1.077).

La Compañía sigue acompañando el proceso de privatización de la Amazonas Energia que está condicionado al cumplimiento de condiciones anteriores entre las cuales se destacan la efectividad de la transferencia de control, la necesidad de capitalización de la Amazonas Energia y la exigencia de oferta de garantías. De acuerdo con la etapa actual de este proceso, la evaluación de riesgo de crédito para tales recibibles no fue alterada significativamente y la Compañía no realizó ningún reconocimiento resultante de esta operación en la fecha base del 31 de diciembre de 2018.

9. Inventarios

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Aceite crudo	16.081	12.065	13.160	10.197
Derivados del petróleo	10.686	9.309	9.528	7.347
Productos intermedios	2.364	2.027	2.364	2.027
Gas natural y GNL (*)	474	222	399	66
Biocombustibles	582	572	80	64
Fertilizantes	300	83	193	80
Total de productos	30.487	24.278	25.724	19.781
Materiales, suministros y otros	4.335	3.803	3.583	3.384
Total	34.822	28.081	29.307	23.165

(*) GNL - Gas Natural Licuado

Los inventarios consolidados se presentan netos de pérdidas, para el ajuste a su valor neto de realización, y estos ajustes se derivan principalmente de las fluctuaciones en los precios internacionales del aceite crudo y derivados y cuando constituidos son reconocidos en el resultado del ejercicio como costo de ventas. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, hubo constitución de pérdidas de R\$ 1.595 (R\$ 211 en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017).

El 31 de diciembre de 2018, la Compañía poseía un volumen de inventarios de aceite crudo y/o derivados del petróleo dado como garantía de los Termos de Compromisso Financeiro - TCF, firmados en 2008 con Petros, por el valor de R\$ 17.421 (R\$ 13.454 en 31 de diciembre de 2017), como se describe en la nota explicativa 23.

10. Venta de activos y otras reestructuraciones societarias

La Compañía tiene en vigor una cartera de alianzas y desinversiones y evalúa oportunidades de enajenación de activos no estratégicos en sus diversas áreas de actuación. Las asociaciones, a su vez, proporcionan el compartir y el desarrollo de nuevas tecnologías, el fortalecimiento de la gobernanza corporativa y el compartir de riesgos e inversiones futuros. La cartera de alianzas y desinversiones es dinámica, pues el desarrollo de las transacciones también depende de condiciones que están fuera del control de la Compañía. Los proyectos de desinversiones y de asociaciones estratégicas siguen los procedimientos alineados a las orientaciones del *Tribunal de Contas da União* (TCU) ya la legislación vigente.

En 2018, las alianzas y desinversiones resultaron en el monto de US\$ 6 mil millones de entrada de efectivo, permitiendo, en conjunto con las demás iniciativas listadas en el Plan de Negocios y Gestión (PNG), alcanzar un indicador financiero (Deuda Neta/ EBITDA Ajustado) de 2,34 en diciembre de 2018 (meta de 2,5 para diciembre de 2018).

En 3 de octubre de 2018, el Juicio de la 1ª Vara Federal de la Sección Judicial de Sergipe, por medio de decisión liminar en los autos del proceso referente a la Acción Popular, determinó a Petrobras y a la ANP la suspensión de la venta de los campos petroleros situados en Bahía - Polos Buracica y Miranga e instalaciones integradas a los polos, acogiendo la alegación de los autores de supuesta realización del proceso de alienación sin el debido procedimiento licitatorio, lo que redundaría en pérdida inminente al patrimonio público. El 24 de octubre de 2018, el Tribunal Regional Federal de la Quinta Región no aceptó la solicitud de suspensión de los efectos de la decisión presentada anteriormente por la Unión, por lo que Petrobras está impedida, ahora, de proseguir con los procesos de venta de esos activos.

Adicionalmente, el 19 de diciembre de 2018 se dictó una decisión liminar en una acción declaratoria de inconstitucionalidad (ADI nº 5942) propuesta ante el Supremo Tribunal Federal; sin embargo, la Compañía entiende que esa decisión no afecta a sus procesos de desinversión que implican cesión de derechos en Exploración y Producción (E&P) iniciados antes de mayo de 2018, según lo expresado en la Ley 13.303/2016.

El 11 de enero de 2019, esta liminar fue suspendida por el Presidente del Supremo Tribunal Federal, hasta su juicio por el plenario. De esta forma, la Compañía retomará la publicación de eventuales oportunidades relacionadas a nuevos proyectos de desinversiones de E&P, siguiendo el curso normal de sus negocios.

El 17 de enero de 2019, Petrobras anunció la reanudación de los procesos competitivos para las enajenaciones del 90% de la participación en la Transportadora Asociada de Gas S.A. ("TAG") y del 100% de la Araucária Nitrogenados S.A. ("ANSA") y para la formación de alianzas en Refinación.

En el caso de la desinversión de TAG, cuyo proceso competitivo estaba también suspendido por decisión de la 4ª Clase del Tribunal Regional Federal de la Quinta Región, se tuvo en cuenta la decisión del Superior Tribunal de Justicia el 15 de enero de 2019, que acató una solicitud formulada por la Unión de reversión de la decisión.

Además, también se tomó en consideración la opinión de la *Advocacia Geral da União* ("AGU"), que concluye que Petrobras atiende a los requisitos planteados en el marco del análisis realizado por el STF en la ADI 5624 MC/DF, ya que tiene autorización legislativa para vender sus subsidiarias y obedece a los principios constitucionales al generar desinversión, de acuerdo con el procedimiento del Decreto 9.188/2017, que regula algunos dispositivos de la Ley de las Estatales (Ley 13.303/2016) y establece las reglas de gobernanza, transparencia y buenas prácticas de mercado para la adopción de régimen especial de desinversión de activos por las sociedades de economía mixta federales.

10.1. Ventas de activos

Segunda parcela de la venta de participación en el Bloque Exploratorio BM-S-8

El 28 de julio de 2016, Petrobras realizó la venta del total de su participación (equivalente al 66%) en el bloque exploratorio BM-S-8 donde está ubicada el área de Carcará, en el pre-sal de la Cuenca de Santos, para Statoil Brasil Óleo e Gas Ltda, por el valor de US\$ 2,5 mil millones.

La primera cuota de US\$ 1,25 mil millones, correspondiente al 50% del valor de la transacción, fue recibida el 22 de noviembre de 2016. El resto del valor se refiere a dos parcelas contingentes.

El 2 de febrero de 2018, se publicó en el Diario Oficial de la Unión el extracto del *Contrato de Partilha de Produção* de Norte de Carcará celebrado entre Statoil, Petrogal y Exxon con la Unión, siendo esta publicación una de las condiciones precedentes previstas contractualmente para la recepción de la segunda parcela, por valor de R\$ 987 (US\$ 300 millones), depositada el 21 de marzo de 2018 y registrada en otros ingresos operativos.

La tercera cuota, por valor de US\$ 950 millones, permanece contingente, en la dependencia de la ocurrencia de eventos futuros relativos a la celebración del Acuerdo de Individualización de la Producción.

Venta de Liquigás

El 17 de noviembre de 2016, el Consejo de Administración de Petrobras aprobó la venta de Liquigás Distribuidora S.A., empresa del segmento de RTC, para la Companhia Ultragaz S.A., subsidiaria de Ultrapar Participações S.A. En enero de 2017, la operación fue aprobada por la Asamblea General Extraordinaria (AGE) de Ultrapar y de Petrobras, por el valor de R\$ 2.666.

El 28 de febrero de 2018, el Tribunal del CADE decidió, por mayoría de sus miembros, por la reprobación de la enajenación de Liquigás a Ultragaz S.A. Esta decisión constituyó una hipótesis de rescisión del contrato de compra y venta de Liquigás, aplicándose a la Compañía Ultragaz S.A. multa, en favor de Petrobras, por el valor total de R\$ 286, debida a partir de la fecha de la publicación de la decisión en el Diario Oficial de la Unión, cuya liquidación financiera se produjo el 13 de marzo de 2018. De esta forma, los activos y pasivos objetos de la transacción dejaron de ser clasificados como mantenidos para la venta.

Alianza Estratégica entre Petrobras y Total

En 21 de diciembre de 2016, Petrobras firmó, con la empresa Total, un Acuerdo Marco de Colaboración (*Master Agreement*) relacionado a la Alianza Estratégica establecida bajo el Memorándum de Entendimientos firmado el 24 de octubre de 2016. Así, algunos activos del segmento de exploración y producción fueron clasificados como mantenidos para venta en 31 de diciembre de 2016, debido al hecho de compartir gestión en participaciones, como se muestra a continuación:

- Cesión de derechos de 22,5% de Petrobras para Total, en el área de concesión denominado lara (campos de Sururu, Berbigão y Oeste de Atapu, que están sujetos a acuerdos de unificación con la zona llamada Entorno de lara, bajo la cesión onerosa, en el que Petrobras posee el 100% de interés), en el Bloque BM-S-11. La Compañía se mantuvo como operadora del Bloque;
- Cesión de derechos de 35% de Petrobras a Total, así como la operación en el área de concesión del campo de Lapa, en el Bloque BM-S-9, dejando Petrobras con 10%; y
- Venta del 50% de la participación de Petrobras en Termobahia para Total, incluyéndose las termoeléctricas Rómulo Almeida y Celso Furtado, que se encuentran en Bahía. En 31 de diciembre de 2016, la Compañía reconoció pérdida por *impairment* de R\$ 156.

El 28 de febrero de 2017, Petrobras y la empresa Total firmaron contratos de compra y venta de los referidos activos en el valor de US\$ 1,675 mil millones por los activos y servicios, sujeto a ajuste de precio. Adicionalmente, Total pondrá a disposición una línea de crédito de largo plazo, en el monto de US\$ 400 millones, que podrá ser utilizada para financiar las inversiones de Petrobras en los campos del área de lara.

Los referidos contratos se suman a otros acuerdos ya firmados el 21 de diciembre de 2016, que son: (i) carta de otorgación a la Petrobras de la opción de adquirir una participación del 20% en el Bloque 2 del área de Perdido Foldbelt en el área mexicano del Golfo de México, tomando únicamente las obligaciones futuras en proporción a su participación; (ii) carta de intención para estudios exploratorios conjuntos en áreas de exploración de la Margen Ecuatorial, y en la Cuenca de Santos; y (iii) acuerdo de colaboración tecnológica en áreas de petrofísica digital, procesamiento geológico y sistemas de producción submarinos.

El 12 de enero de 2018, frente al cumplimiento de las condiciones precedentes relativas a las cesiones de derechos, Petrobras y Total concluyeron las transacciones referentes a la cesión de derechos del 35% de Petrobras a Total, así como la operación, del campo de Lapa en el bloque BM-S-9A, en el pre-sal de la Cuenca de Santos, además de la Cesión de derechos del 22,5% de Petrobras para Total del área de lara, que contiene los campos de Sururu, Berbigão y Oeste de Atapu, en el bloque BM-S-11A, en el pre-sal de la Cuenca de Santos.

El valor pagado en esas transacciones totalizó US\$ 1,95 mil millones, incluyendo ajustes de precio al cierre de la operación, habiendo sido generada una ganancia de R\$ 2.236, reconocida en otros ingresos operativos. El valor pagado no contempla la línea de crédito y los pagos contingentes.

El 21 de diciembre de 2018, dando lugar a la asociación entre las dos empresas, se firmaron los siguientes acuerdos:

- cesión de derechos del 10% de Petrobras a Total del campo de Lapa, en el Bloque BM-S-9. Petrobras ejerció la opción de venta del 10% restante de su participación, según lo previsto en el contrato firmado en enero de 2018, cuando Total adquirió el 35% de la participación de Petrobras, quedando con la operación del campo. La operación está sujeta al cumplimiento de las condiciones precedentes;
- acuerdo de inversiones (*investment agreement*) para la creación de una *joint venture* (JV), con participación del 49% de Petrobras y el 51% de Total Eren SA - empresa vinculada de Total, con el objetivo de desarrollar proyectos en los segmentos de energía solar y eólica *onshore* en Brasil. El referido Acuerdo tiene carácter vinculante por el cual las partes se comprometen a negociar los documentos necesarios para la formalización de la JV. Inicialmente, la JV buscará desarrollar una cartera de proyectos de hasta 500MW de capacidad instalada a lo largo de un horizonte de 5 años.

A 31 de diciembre de 2018, Petrobras y Total continúan en negociación en relación a la alianza en Termobahia. De esta forma, los activos y pasivos correspondientes permanecen clasificados como mantenidos para la venta.

Venta de la PetroquímicaSuape y de Citepe

El 28 de diciembre de 2016, el Consejo de Administración de la Compañía aprobó la firma del contrato de compra y venta de las acciones de la Companhia Petroquímica de Pernambuco (Petroquímica Suape) y de la Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe), del segmento de RTC, para el Grupo Petrotex S.A. de C.V. y para Dak Américas Exterior, S.L, subsidiarias de Alpek, S.A.B. de C.V. (Alpek) por el monto de US\$ 385 millones, sujeto a ajustes debido a las variaciones de capital de trabajo, a la posición de la deuda neta e impuestos a recibir, que serán pagados al cierre de la operación. Alpek es una empresa de México del Grupo Alfa, S.A.B. de C.V. (Alfa), de capital negociado.

La operación fue aprobada en la Asamblea General Extraordinaria de Petrobras en 27 de marzo de 2017.

El 7 de febrero de 2018, el Tribunal del CADE aprobó la operación de enajenación de PetroquímicaSuape y de Citepe para las filiales de la empresa Alpek arriba calificadas, condicionada a la celebración de un Acuerdo en Control de Concentraciones (ACC).

El 30 de abril de 2018, Petrobras finalizó la operación de venta del 100% de las acciones en PetroquímicaSuape y en la Citepe para las subsidiarias de la empresa Alpek. La operación fue concluida con la recepción por Petrobras de R\$ 1.523 (US\$ 435 millones), después del cumplimiento de todas las condiciones anteriores y de los ajustes previstos en el contrato de compra y venta, excepto el ajuste de precio final a ser calculado con base en el balance auditado de las Compañías.

Con la conclusión del ajuste del precio final, la Compañía registró una reversión de *impairment* en el valor de R\$ 313, siendo R\$ 277 en el segundo trimestre de 2018 y R\$ 36 en el tercer trimestre de 2018.

Cesión de Derechos del Campo de Azulão

El 22 de noviembre de 2017, la Compañía firmó, con la Parnaíba Gás Natural S.A., subsidiaria de Eneva S.A., el contrato de cesión de la totalidad de su participación en el Campo de Azulão (Concesión BA-3), ubicado en el estado de Amazonas. El valor total de la transacción es de US\$ 54,5 millones y se pagará en la fecha de cierre de la operación.

El 30 de abril de 2018, la operación de venta se concluyó con el pago de US\$ 56,5 millones por Parnaíba Gás Natural S.A, después del cumplimiento de todas las condiciones anteriores y ajustes previstos en el contrato, con la generación de una ganancia de R\$ 163, reconocida en otros ingresos operativos.

Asociación Estratégica entre Petrobras y Equinor (exStatoil)

El 18 de diciembre de 2017, la Compañía y la empresa de la Noruega Equinor ASA firmaron contratos relacionados con los activos de la asociación estratégica, en continuidad al Acuerdo Preliminar (*Heads of Agreement* o HoA), firmado y divulgado el 29 de septiembre de 2017. Los principales contratos firmados son:

- *Strategic Alliance Agreement (SAA)* - acuerdo que describe todos los documentos e iniciativas relacionados con la Asociación Estratégica que abarca todas las iniciativas negociadas;
- *Sale and Purchase Agreement (SPA)* - cesión del 25% de la participación de Petrobras en el campo de Roncador para Equinor;
- *Strategic Technical Alliance Agreement (STAA)* - acuerdo estratégico de cooperación técnica con el fin de maximizar el valor del activo y centrarse en aumentar el volumen recuperable de petróleo (factor de recuperación), incluida la extensión de la vida útil del campo;
- *Gas Term Sheet* –Equinor podrá contratar una determinada capacidad de procesamiento de gas natural en el terminal de Cabiúnas (TECAB) para el desarrollo del área del BM-C-33, donde las compañías ya son socias, siendo Equinor la operadora de la zona.

La Asociación Estratégica tiene entre sus objetivos aprovechar la experiencia de Equinor en la gestión de campos maduros en el Mar del Norte, aplicando ese conocimiento para el aumento del factor de recuperación del Campo de Roncador. Con este objetivo, las empresas firmaron el STAA para cooperación técnica y el desarrollo en conjunto de proyectos para el aumento del factor de recuperación, control de costos, y aplicación de nuevas tecnologías.

El contrato SPA prevé la cesión del 25% de participación en el campo de Roncador por el valor total de US\$ 2,9 mil millones, siendo US\$ 2,35 mil millones al cierre de la operación y el restante en pagos relacionados a la realización de las inversiones de los proyectos que tienen como objetivo el aumento del factor de recuperación del campo, limitados a US\$ 550 millones. En la fecha de la firma de los contratos, Equinor realizó un anticipo de US\$ 117,50 millones para esta adquisición.

En 31 de diciembre de 2017, en función de la diferencia entre el valor de la oferta y el valor contable del activo, la Compañía reconoció una pérdida de R\$ 1.314.

El 14 de junio de 2018, la Compañía finalizó la transacción referente a la cesión de participación del campo de Roncador para Equinor. La operación fue concluida con la recepción por Petrobras de US\$ 2,0 mil millones, incluyendo ajustes del cierre de la operación y parte del pago contingente por el monto de US\$ 14 millones, adicionalmente a los US\$ 117,5 millones recibidos como anticipo en la fecha de la firma de los contratos. Además de ese valor, Equinor realizará pagos hasta el límite de US\$ 550 millones, a medida que las inversiones de los proyectos que apunten al aumento del factor de recuperación de ese campo sean realizados. Este valor, neto del recibo de US\$ 14 millones, fue reconocido como otras cuentas a recibir por su valor presente de US\$ 386 millones.

Con la finalización de la operación se verificó una pérdida adicional de R\$ 801, debido a los ajustes de precios previstos en el SPA, reconocida en otros gastos operativos.

Todas las condiciones precedentes para la conclusión de esta transacción se cumplieron, incluyendo la aprobación por la *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis* (ANP) y el *Conselho Administrativo de Defesa Econômica* (CADE) y la negociación de contratos de uso de facilidades de producción y de compra de gas asociado por Petrobras, quedando sólo el ajuste de precio final a ser realizado en hasta 180 días laborales después del cierre de la operación.

Venta de empresas de distribución en Paraguay

El 26 de junio de 2018, el Consejo de Administración de Petrobras aprobó la firma del contrato de compra y venta (*Sale and Purchase Agreement - SPA*) referente a la enajenación integral de la participación societaria de Petrobras, a través de su subsidiaria integral, Petrobras International Braspetro BV (PIB BV), en las empresas Petrobras Paraguay Distribución Limited (PPDL UK), Petrobras Paraguay Operaciones y Logística SRL (PPOL) y Petrobras Paraguay Gas SRL (PPG) para el Grupo Copetrol.

La entrada de efectivo estimada con la venta es de US\$ 383,5 millones (aproximadamente R\$ 1,45 mil millones), de los cuales US\$ 49,3 millones se depositaron en la fecha de la firma (27 de junio de 2018) en una cuenta de garantía (*escrow account*) y el resto en el día del cierre de la transacción, incluyendo una previsión de US\$ 55 millones referentes al efectivo de las empresas. El valor de la venta todavía está sujeto a ajustes en razón de las variaciones de capital de giro hasta el cierre de la operación.

La conclusión de la transacción está sujeta a los trámites de aprobación según las normas y leyes del Paraguay y demás condiciones anteriores. De esta forma, los activos y pasivos correspondientes objetos de esa transacción están clasificados como mantenidos para la venta, el 31 de diciembre de 2018.

Formación de *joint venture* para actuación en el Golfo de México

El 10 de octubre de 2018, Petrobras America Inc. (PAI) y la empresa Murphy Exploration & Production Company - USA (Murphy), subsidiaria integral de Murphy Oil Corporation, celebraron un contrato para la formación de una *joint venture* (JV) - MP Gulf of Mexico, LLC, compuesta por campos en activos en producción de petróleo y gas natural en el Golfo de México.

El 30 de noviembre de 2018, la operación fue finalizada con la constitución de una *joint venture* ("JV") con participación del 80% de Murphy y el 20% de su subsidiaria PAI, con el aporte de todos los activos de petróleo y gas natural en producción situados en el Golfo de México, de ambas empresas. La conclusión de la operación ocurrió con el pago neto de US\$ 795 millones, después de ajustes previstos en contrato, por la compensación de la diferencia de valor entre los activos aportados por ambas empresas al cierre de la operación. Hay previsión contratual de recibo de pagos en el valor nominal de hasta US\$ 150 millones a ser efectuados hasta 2025 y un cargo de inversiones de valor nominal de hasta US\$ 50 millones de costos de PAI en el desarrollo de la producción del campo de St. Malo, a ser asumido por Murphy a partir de 2019. Esos montos fueron reconocidos como otras cuentas por cobrar por su valor presente de US\$ 158 millones.

La Compañía reconoció una pérdida por *impairment* de R\$ 2.775, siendo R\$ 1.484 en el tercer trimestre, R\$ 1.291 en el cuarto trimestre de 2018, conforme a la nota explicativa 14.

Venta de Petrobras Oil & Gas B.V.

El 31 de octubre de 2018, Petrobras International Braspetro BV ("PIBBV") firmó un contrato para la enajenación integral de su participación societaria del 50% en la empresa Petrobras Oil & Gas B.V. ("PO & GBV"), con la empresa Petrovida Holding B.V., formada por las socias Vitol Investment Partnership II Ltd, Africa Oil Corp y Delonex Energy Ltd.

PO&GBV es una *joint venture* en los Países Bajos constituida por el PIBBV (50%) y por el BTG Pactual E&P B.V. (50%), con activos ubicados en Nigeria. Tiene 8% de participación en el campo productor de Agbami, y 16% de participación en el campo productor de Akpo y en el campo de Egina, en fase final de desarrollo, no siendo operadora en ninguno de ellos.

La transacción involucrará un valor total de hasta US\$ 1,530 mil millones, siendo un pago a la vista de US\$ 1,407 mil millones, sujeto a ajustes hasta el cierre de la operación, y un pago diferido en el valor nominal de hasta US\$ 123 millones, a ser efectuado tan pronto como se implementa el proceso de redeterminación del campo de Agbami.

En 2018, la Compañía reconoció como resultado de participaciones en inversión una reversión de pérdidas por un monto de R\$ 181.

La conclusión de la transacción está sujeta al cumplimiento de condiciones precedentes usuales, como la obtención de las aprobaciones por los órganos gubernamentales nigerianos pertinentes. De esta forma, la inversión en PO & GBV está clasificada como mantenida para la venta a 31 de diciembre de 2018.

Cesión de participación en campos terrestres

El 27 de noviembre de 2018, el Consejo de Administración de Petrobras aprobó la cesión de su participación total en 34 campos de producción terrestres, ubicados en la Cuenca Potiguar, en el estado de Rio Grande do Norte para la empresa 3R Petroleum. El valor de la transacción es de US\$ 453,1 millones.

De esta forma, los activos y pasivos correspondientes objetos de esa transacción se clasifican como mantenidos para la venta, a 31 de diciembre de 2018, siendo calculada una reversión de *impairment*, según la nota explicativa 14.2.

Cesión de participación en tres campos en la Cuenca de Campos

El 28 de noviembre de 2018, el Consejo de Aprobación de Petrobras aprobó la cesión de su participación en los campos de Pargo, Carapeba y Vermelho, el llamado Polo Nordeste, ubicados en aguas poco profundas en la costa del estado de Río de Janeiro para la empresa Perenco. El valor de la transacción es de US\$ 370 millones, siendo el 20% (US\$ 74 millones) pagado en la firma del contrato de compra y venta y el resto al cierre de la transacción, considerando los ajustes debidos.

La conclusión de la transacción está sujeta al cumplimiento de las condiciones anteriores previstas en el contrato de compra y venta, tales como la aprobación de la *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis* (ANP) y la emisión, por el IBAMA, de Licencias de Operación en nombre de la empresa Perenco, que será la operadora de los campos. De esta forma, los activos y pasivos correspondientes objetos de esa transacción se clasifican como mantenidos para la venta, a 31 de diciembre de 2018.

10.2. Activos clasificados como mantenidos para venta

Las principales clases de activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta se presentan a continuación:

	E&P	Distribución	Gas & Energía	Otros	Consolidado	
					31.12.2018 Total	31.12.2017 Total
Activos clasificados como mantenidos para venta						
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	154	-	-	154	26
Cuentas por cobrar	-	150	-	-	150	540
Inventarios	-	184	-	-	184	423
Inversiones (*)	3.769	-	-	-	3.769	17
Propiedad, planta y equipo	2.298	273	313	3	2.887	15.562
Otros	-	396	-	-	396	1.024
Total	6.067	1.157	313	3	7.540	17.592
Pasivos asociados a activos mantenidos para venta						
Proveedores	-	3	-	-	3	334
Provisión para desmantelamiento de áreas	3.610	-	-	-	3.610	563
Otros	-	195	-	-	195	398
Total	3.610	198	-	-	3.808	1.295

(*) El monto de R\$ 3.769 corresponde a inversión en PO&G BV.

El 31 de diciembre de 2018, los activos y pasivos transferidos después de la aprobación de venta contemplan: Térmicas Rômulo Almeida y Celso Furtado, las empresas PPDL UK, PPOL y PPG (responsables por la operación de distribución en Paraguay), la participación integral (correspondiente al 50%) en la empresa Petrobras Oil and Gas BV y cesión de los derechos remanentes del área de concesión denominada Lapa (referente al ejercicio de la opción de venta del 10% restante de su participación), de los tres campos en la Cuenca de Campos, además de las 34 concesiones ubicadas en Rio Grande do Norte.

El 31 de diciembre de 2017, los activos y pasivos transferidos después de la aprobación de venta también contemplaban: los activos y pasivos de Liquigás, Petroquímica Suape y Citepe, cesión de derechos de las áreas de concesión denominadas Iara y Lapa, la totalidad en la participación en el campo de Azulão y 25% en el campo de Roncador.

10.3. Otras reestructuraciones societarias

Incorporación de PDET

El 11 de diciembre de 2018, la AGE de Petrobras aprobó la incorporación de la PDET Offshore S.A. en Petrobras con su consiguiente extinción, sin aumento de capital.

Incorporación de Nova Fronteira Bioenergia

El 15 de diciembre de 2016, Petrobras celebró un Acuerdo de Incorporación y Otras Avenencias con el grupo São Martinho (São Martinho), a través de su subsidiaria Petrobras Biocombustível S.A. (P BIO), del segmento de biocombustibles. El Acuerdo previa que la participación del 49% detenida por P BIO en Nova Fronteira Bioenergia S.A. fuera incorporada por São Martinho.

El 23 de febrero de 2017, la transacción se completó mediante la recepción por P BIO de 24.000.000 de nuevas acciones ordinarias emitidas por São Martinho, que representa 6,593% de las acciones totales de esta empresa. Estas acciones fueron clasificadas como inversiones financieras disponibles para la venta.

El 16 de febrero de 2018, a través de previa aprobación en AGE, la P BIO enajenó, por medio de subasta en B3, los 24.000.000 de acciones de São Martinho, al precio de R\$ 18,51 (dieciocho reales y cincuenta y un centavos) por acción, terminando con esa venta su participación en el capital social total de São Martinho. La liquidación de la operación tuvo lugar el 21 de febrero de 2018.

10.4. Flujos de efectivo provenientes de venta de participación con pérdida de control

La Compañía realizó ventas de participaciones societarias que resultaron en pérdidas de control en ciertas subsidiarias, entre otras transacciones en el ámbito del programa de alianzas y desinversiones. La siguiente tabla muestra los flujos de efectivo que se derivan de estas transacciones:

	Monto recibido	Efectivo y equivalentes al efectivo de controladas con pérdida de control	Flujo de efectivo neto
2018			
Petroquímica Suape e Citepe (nota 10.1)	1.523	50	1.473
2017			
NTS	7.917	282	7.635
Petrobras Chile Distribución	1.556	328	1.228
Total	9.473	610	8.863

Nova Transportadora do Sudeste (NTS)

El 4 de abril de 2017, la operación de venta del 90% de las acciones fue completada para Brookfield Infrastructure Partners y sus filiales a través de un Fondo de Inversión en Participaciones, por el valor de US\$ 5,08 mil millones, habiendo sido reconocido una ganancia de R\$ 7.040, reconocida en otros ingresos operativos.

Venta de activos de distribución en Chile

El 4 de enero de 2017, la operación de venta del 100% de las acciones fue concluida para Southern Cross Group, por un valor de US\$ 470 millones, y se reconoció una ganancia de R\$ 2 en otros ingresos operativos. Adicionalmente, fue reclasificado para otros gastos operativos la pérdida de R\$ 248 proveniente de la depreciación cambiaria acumulada del peso chileno frente al dólar reconocida anteriormente en el patrimonio neto.

Para mayor información sobre las desinversiones de NTS y activos de distribución de Chile, véase la nota explicativa 10.1 de los estados financieros del 31 de diciembre de 2017.

11. Inversiones

11.1. Inversiones directas (Controladora)

	Principal segmento de operación	% de participación de Petrobras	% de Petrobras en el capital con derecho a voto	Patrimonio neto (pasivo a descubierto)	Ganancia (pérdida) neta del ejercicio	País
Empresas consolidadas						
Subsidiarias e controladas						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00	100,00	114.418	9.098	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribución	71,25	71,25	9.686	3.193	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i)	Otros (ii)	100,00	100,00	27.888	(7.389)	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	RTC	100,00	100,00	3.432	(809)	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	3.658	879	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gas & Energía	100,00	100,00	12.915	2.479	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gas & Energía	51,00	51,00	2.012	271	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Biocombustible	100,00	100,00	1.666	180	Brasil
Petrobras Logística de Gás - Logigás	Gas & Energía	100,00	100,00	722	338	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	RTC	100,00	100,00	997	147	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gas & Energía	100,00	100,00	90	(328)	Brasil
Termomacê Ltda.	Gas & Energía	100,00	100,00	264	74	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporativo	100,00	100,00	419	7	Islas Caimán
Breitener Energética S.A.	Gas & Energía	93,66	93,66	779	123	Brasil
Termobahia S.A.	Gas & Energía	98,85	98,85	579	14	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gas & Energía	100,00	100,00	299	11	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gas & Energía	100,00	100,00	91	9	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,20	52	(94)	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	100,00	100,00	39	6	Brasil
Termomacê Comercializadora de Energia Ltda	Gas & Energía	100,00	100,00	11	1	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo	100,00	100,00	3	-	Brasil
Operaciones conjuntas						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	RTC	50,00	50,00	250	61	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gas & Energía	50,00	50,00	160	38	Brasil
Negocios conjuntos						
Logum Logística S.A.	RTC	30,00	30,00	1.045	(112)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gas & Energía	40,00	40,00	207	112	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	RTC	50,00	50,00	243	102	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	RTC	33,20	33,20	(81)	6	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gas & Energía	20,00	20,00	87	4	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gas & Energía	30,00	30,00	97	10	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	RTC	34,54	34,54	30	2	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	49,00	49,00	44	4	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	49,00	49,00	42	3	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	49,00	49,00	38	3	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	51,00	51,00	37	2	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	RTC	45,00	45,00	(3)	17	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIO5	Biocombustible	50,00	50,00	1	-	Brasil
Asociadas						
Sete Brasil Participações S.A. (iii)	E&P	5,00	5,00	(23.006)	(147)	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	(1)	-	Brasil
Braskem S.A. (iv)	RTC	36,20	47,03	7.173	2.945	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gas & Energía	20,00	20,00	363	(83)	Brasil
Deten Química S.A.	RTC	27,88	27,88	438	83	Brasil
Energética SUAPE II	Gas & Energía	20,00	20,00	359	128	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gas & Energía	20,00	20,00	189	81	Brasil
Nitroclor Ltda.	RTC	38,80	38,80	1	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gas & Energía	30,00	30,00	-	-	Brasil
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	Gas & Energía	10,00	10,00	3.208	1.934	Brasil

(i) Empresas con sede en el exterior con los estados financieros preparados en moneda extranjera.

(ii) Actuación internacional en Exploración y Producción, RTC, Gas & Energía y Distribución.

(iii) Las obligaciones de la Compañía están limitadas a las inversiones realizadas en Sete Brasil Participações S.A., por lo tanto, aunque el patrimonio neto de la empresa es negativo, no hay provisión para pérdida.

(iv) Información relativa a 30 de septiembre de 2018, últimas a disposición del mercado.

Las principales inversiones de la PNBV, constituidas con el propósito de construcción y alquiler de equipos y plataformas para las operaciones conjuntas en el segmento de E&P en Brasil, todas con sede en Holanda son: Tupi BV (65%), Guarã BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra (40%), Papa Terra BV (62,5%), Roncador BV (75%), Iara BV (42,5%) y Lapa BV (10%). En estas empresas la participación es igual al capital votante.

El PIB BV tiene como principales controladas: Petrobras Global Trading BV - PGT (100%, con sede en Holanda) que actúa básicamente en la comercialización de petróleo, derivados de petróleo, biocombustibles y gas natural licuado (GNL), así como concesión y obtención de préstamos como parte de sus operaciones financieras en el alcance del Grupo Petrobras; Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, con sede en Holanda), que tiene como objetivo principal efectuar captaciones de recursos en el mercado internacional a través de emisión de bonos y préstamos para repasar a las empresas del Grupo Petrobras; Petrobras America Inc. - PAI (100%, con sede en los Estados Unidos) con actividades de E&P (MP Gulf of Mexico, LLC) y refinación (Pasadena).

11.2. Evolución de los cambios en las inversiones (Controladora)

	Saldo el 31.12.2017	Contribución de capital	Reorganizacio nes, reducción de capital y otros	Resultados de participación en inversiones (*)	Ajustes por diferencias de cambio (CTA)	Otros resultados integrales	Dividendos	Saldo el 31.12.2018
Subsidiarias								
PNBV	87.093	-	(176)	9.058	15.784	-	-	111.759
PIB BV (**)	25.290	3.107	(266)	(7.482)	5.203	12	-	25.864
TAG	12.347	-	-	1.990	-	493	(2.020)	12.810
Petrobras Distribuidora	5.986	-	(126)	2.393	-	(358)	(1.179)	6.716
Transpetro	4.102	-	(30)	(825)	176	(49)	(83)	3.291
PB-LOG	2.937	-	-	756	-	-	(1.155)	2.538
PBIO	1.490	-	-	180	-	(4)	-	1.666
Gaspetro	994	-	5	137	-	-	(111)	1.025
Breitener	678	-	-	99	-	-	(49)	728
Logigás	621	-	-	339	-	(10)	(227)	723
Araucária Nitrogenados	175	264	-	(328)	-	(20)	-	91
Termomacaê Ltda	86	204	-	(25)	-	-	-	265
Liquigás	-	-	1.071	105	-	1	(76)	1.101
Otras subsidiarias	1.041	-	220	(223)	(24)	(4)	(350)	660
Operaciones en conjunto	223	-	-	50	-	-	(66)	207
Negocios controlados en conjunto	264	23	(3)	125	-	(3)	(77)	329
Asociadas								
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	1.094	-	(69)	194	-	-	(198)	1.021
Otras asociadas	4.916	-	-	1.073	342	(501)	(816)	5.014
Subsidiarias, operaciones/negocios en conjunto y asociadas	149.337	3.598	626	7.616	21.481	(443)	(6.407)	175.808
Otras inversiones	19	-	-	-	-	-	-	19
	149.356	3.598	626	7.616	21.481	(443)	(6.407)	175.827
Provisión para pérdida en subsidiarias				253				
Resultado de empresas clasificadas como mantenidas para venta				(19)				
				7.850				

(*) Incluye ganancias no realizadas de transacciones entre empresas.

(**) Los aportes de capital se realizaron principalmente para el pago de la deuda.

La adopción inicial de la NIIF 9 alteró la inversión en las controladas PNBV (R\$ 176), PIB BV (R\$ 266), Petrobras Distribuidora (R\$ 126) y Transpetro (R\$ 30), en virtud de la modificación de flujo de caja contractual de pasivos financieros y de pérdidas en el valor recuperable de activos financieros.

11.3. Evolución de los cambios en las inversiones (Consolidado)

	Saldo el 31.12.2017	Contribución de capital	Transferen- cias para mantenidos para venta	Reorganizacio nes, reducción de capital y otros	Resultados de participación en inversiones	Ajustes por diferencias de cambio (CTA)	Otros resultados integrales	Dividendos	Saldo el 31.12.2018
Negocios conjuntos									
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	4.664	-	(4.595)	-	258	514	-	(841)	-
MP Gulf of Mexico, LLC (*)	-	30	-	2.300	35	44	-	-	2.409
Distribuidoras de gas natural de los estados	1.140	1	-	-	269	-	-	(218)	1.192
Compañía Mega S.A. - MEGA	163	-	-	-	12	166	-	(37)	304
Sector petroquímico	95	-	-	(3)	60	-	-	(21)	131
Otras empresas	346	98	-	66	45	1	(3)	(58)	495

Asociadas		-							
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	1.094	-	-	(69)	194	-	-	(198)	1.021
Sector petroquímico	4.833	-	-	-	1.034	342	(501)	(796)	4.912
Otras empresas	158	32	-	(47)	12	14	-	(4)	165
Otras inversiones	61	-	-	(2)	-	2	-	-	61
Total de las inversiones	12.554	161	(4.595)	2.245	1.919	1.083	(504)	(2.173)	10.690

(*) Con base en la nota 10.1.

11.4. Inversiones en asociadas con acciones negociadas en las bolsas

Empresa	Lote de mil acciones		Tipo	Cotización en la bolsa de valores (R\$ por acción)		Valor de mercado	
	31.12.2018	31.12.2017		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Asociada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	Ordinaria	45,51	43,50	9.668	9.241
Braskem S.A.	75.762	75.762	Preferida A	47,38	42,87	3.590	3.248
						13.258	12.489

El valor de mercado para esas acciones no refleja necesariamente el valor de realización en la venta de un lote representativo de acciones.

Braskem S.A. - Inversión en coligada con acciones negociadas en bolsas de valores

El 15 de junio de 2018, Odebrecht S.A., accionista controladora de Braskem, informó a Petrobras que inició tratos con LyondellBasell, para una posible transacción que involucra la transferencia de la totalidad de la participación de Odebrecht en el capital de Braskem. La transacción todavía está sujeta, entre otras condiciones, a la conclusión de due diligence, negociaciones de los contratos definitivos y las aprobaciones necesarias, no habiendo aún ninguna obligación vinculante entre las partes para la efectiva conclusión de la transacción.

En caso de que la negociación sea finalizada con éxito, Petrobras analizará los términos y condiciones de la oferta de LyondellBasell, para evaluar el ejercicio de sus derechos previstos en el Acuerdo de Accionistas de Braskem.

El 25 de septiembre de 2018, Petrobras celebró con Odebrecht un aditivo al Acuerdo de Accionistas, en el que prevé que las acciones preferidas de emisión de Braskem de titularidad de Petrobras, seguirán la misma sistemática de *tag along* de las acciones ordinarias ya establecida en el Acuerdo de Accionistas.

Las principales estimaciones utilizadas en las proyecciones de flujo de caja para determinar el valor en uso de Braskem se están presentando en la nota explicativa 14.

11.5. Accionistas no controladores

La participación total de los accionistas no controladores en el patrimonio neto de la Compañía es de R\$ 6.318 (R\$ 5.624 en 2017), de los cuales, principalmente, R\$ 2.785 son atribuibles a los accionistas no controladores de Petrobras Distribuidora (R\$2.620 en 2017), R\$ 987 de Gaspetro (R\$ 957 en 2017), R\$ 252 de TBG (R\$ 251 en 2017) y R\$ 798 de las Entidades Estructuradas (R\$ 940 en 2017).

A continuación están presentadas sus informaciones contables resumidas:

	Gaspetro		Entidades estructuradas		TBG		Petrobras Distribuidora	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Activo corriente	308	263	3.200	2.407	676	463	12.803	10.703
Activo a largo plazo	225	246	3.029	3.658	2	2	6.236	6.754
Inversiones	1.395	1.343	-	-	-	-	34	35
Propiedades, planta y equipo	2	3	-	-	1.797	1.964	5.797	5.816
Otros activos no corrientes	296	295	-	-	9	11	475	453
	2.226	2.150	6.229	6.065	2.484	2.440	25.345	23.761
Pasivo corriente	100	78	292	749	672	821	4.561	4.413
Pasivo no corriente	114	119	5.139	4.374	1.296	1.107	11.098	10.523
Patrimonio neto	2.012	1.953	798	942	515	512	9.686	8.825
	2.226	2.150	6.229	6.065	2.483	2.440	25.345	23.761
Ingresos operacionales netos	418	356	-	-	1.553	1.332	97.770	84.567
Ganancia neta del ejercicio	271	238	(520)	338	586	542	3.193	1.151
Efectivo y equivalentes al efectivo generado (utilizado) en el ejercicio	(25)	48	469	181	27	228	2.573	(172)

Gaspetro es una empresa con participación en diversas distribuidoras de gas en Brasil, controlada de Petrobras (51%), que desempeñan, mediante concesión, servicios de distribución de gas natural canalizado.

Las entidades estructuradas incluyen Charter Development LLC - CDC, con el objetivo de construir, adquirir y realizar fletes de FPSOs, y Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI, con actividades de coqueamiento retardado e hidrotratamiento de nafta de coque en la Refinería Henrique Lage - REVAP.

TBG es una empresa dedicada al transporte de gas natural por gasoducto Bolivia-Brasil y subsidiaria de Logigás S.A., que posee el 51% de esta empresa.

Petrobras Distribuidora (BR) es una empresa que actúa básicamente en la distribución, transporte, comercio, beneficiamiento y la industrialización de derivados de petróleo y de otros combustibles, controlada de Petrobras, la cual posee 71,25% de participación.

11.6. Información financiera resumida de los negocios conjuntos y asociadas

La Compañía invierte en negocios conjuntos y asociadas en Brasil y en el exterior, cuyas actividades están relacionadas a empresas petroquímicas, distribuidoras de gas, biocombustibles, termoeléctricas, refinerías y otras. Las informaciones financieras resumidas son las siguientes:

	2018			2017				
	Negocios conjuntos			Asociadas				
	En Brasil	MP Gulf of Mexico, LLC	Otras empresas en el exterior	En Brasil	En Brasil	PO&G	Otras empresas en el exterior	En Brasil
Activo corriente	4.501	587	613	23.269	3.104	2.068	237	18.952
Activo no corriente	2.014	-	38	5.337	1.659	236	4	4.810
Propiedades, planta y equipo	3.356	14.114	175	41.500	2.968	12.261	25	30.904
Otros activos no corrientes	2.458	-	-	3.343	2.397	1	-	3.240
	12.329	14.701	826	73.449	10.128	14.566	266	57.906
Pasivo corriente	4.506	333	278	23.451	3.324	914	96	19.758
Pasivo no corriente	2.609	2.322	89	61.842	2.114	7.268	2	53.498
Patrimonio neto	5.247	9.637	305	(11.289)	4.690	6.384	168	(14.522)
Participación de los accionistas no controladores	(33)	2.409	154	(555)	-	-	-	(828)
	12.329	14.701	826	73.449	10.128	14.566	266	57.906
Ingresos operativos netos	14.527	337	496	64.353	10.244	1.780	463	50.421
Ganancia (pérdida) neta del ejercicio	335	177	62	4.966	510	869	83	4.274
Porcentaje de participación - %	20 a 83%	20%	34 a 50%	5 a 49%	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%

12. Propiedad, planta y equipo

12.1. Por tipo de activos

					Consolidado	Controladora
	Terrenos, edificaciones y mejoras	Equipos y otros bienes (*)	Activos en construcción (**)	Gastos c/exploración y desarrollo (campos productores de petróleo y gas) (***)	Total	Total
Saldo el 01 de enero de 2017	22.756	256.571	125.702	166.847	571.876	424.771
Adiciones	6	3.720	35.232	98	39.056	26.930
Reconocimiento / revisión de los costos de desmantelamiento de áreas	-	-	-	14.617	14.617	14.366
Intereses capitalizados	-	-	6.299	-	6.299	4.593
Bajas	(47)	(19)	(1.745)	(113)	(1.924)	(1.708)
Transferencias (****)	1.007	10.406	(24.259)	9.766	(3.080)	546
Depreciación, amortización y agotamiento	(1.393)	(23.383)	-	(17.115)	(41.891)	(31.793)
"Impairment" - constitución	(470)	(3.041)	(1.842)	(2.895)	(8.248)	(6.516)
"Impairment" - reversión	169	2.698	536	2.247	5.650	4.347
Ajuste por diferencias de cambio	20	1.156	733	93	2.002	-
Saldo el 31 de diciembre de 2017	22.048	248.108	140.656	173.545	584.357	435.536
Costo	32.795	425.419	140.656	286.112	884.982	664.479
Depreciación, amortización y agotamiento acumulado	(10.747)	(177.311)	-	(112.567)	(300.625)	(228.943)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	22.048	248.108	140.656	173.545	584.357	435.536
Adiciones	18	6.530	31.490	22	38.060	64.158
Reconocimiento / revisión de los costos de desmantelamiento de áreas	-	-	-	18.187	18.187	18.193
Intereses capitalizados	-	-	6.572	-	6.572	5.338
Bajas	(220)	(58)	(1.219)	(97)	(1.594)	(1.529)
Transferencias (****)	(481)	52.550	(69.945)	14.029	(3.847)	(1.761)
Depreciación, amortización y agotamiento	(1.299)	(23.807)	-	(18.136)	(43.242)	(33.009)
"Impairment" - constitución	-	(2.821)	(945)	(6.484)	(10.250)	(5.459)
"Impairment" - reversión	1	1.175	86	862	2.124	1.908
Ajuste por diferencias de cambio	122	12.915	5.390	1.035	19.462	-
Saldo el 31 de diciembre de 2018	20.189	294.592	112.085	182.963	609.829	483.375
Costo	30.337	498.728	112.085	298.905	940.055	733.750
Depreciación, amortización y agotamiento acumulado	(10.148)	(204.136)	-	(115.942)	(330.226)	(250.375)
Saldo el 31 de diciembre de 2018	20.189	294.592	112.085	182.963	609.829	483.375
	40 (25 a 50) (excepto terrenos)	20 (3 a 31)		Método de la unidad producida		

(*) Compuesto por plataformas, refinerías, termoeléctricas, unidades de tratamiento de gas, ductos, derecho de uso y otras instalaciones de operación, almacenaje y producción, contemplando activos de explotación y producción depreciados por el método de las unidades producidas.

(**) Los saldos por área de negocio se presentan en la nota explicativa 30.

(***) Compuesto por activos de explotación y producción relacionados con pozos, abandono de áreas, bonos de suscripción asociados a reservas probadas y otros gastos directamente vinculados a la explotación y producción.

(****) Incluye transferencias de/para activos clasificados como mantenidos para la venta.

Las inversiones realizadas por la Compañía en el ejercicio de 2018 se destinaron principalmente al desarrollo de la producción de campos de petróleo y gas natural, prioritariamente en el polo pre-sal. Destacamos la entrada en operación de cuatro nuevos sistemas de producción, siendo: los FPSOs P-74 y P-75, ubicados en el campo de Búzios; FPSO P-69, ubicado en el campo de Lula; y una unidad fletada, el FPSO Campos dos Goytacazes, ubicado en el campo de Tartaruga Verde. Además, tuvimos también la conclusión de la primera etapa de las pruebas de producción en el campo de Mero, primer campo del régimen de producción compartida a entrar en producción en Brasil, cuya declaración de comercialidad ocurrió en 2017 (nota explicativa 13.3).

En 2017, destacamos la entrada en operación de las plataformas (FPSOs) Pioneiro de Libra, en el campo de Mero, y la P-66, en el campo de Lula Sul, además de la interconexión de nuevos pozos a los FPSOs Cidade de Saquarema, Cidade de Maricá y Cidade de Itaguaí, en el pre-sal de la Cuenca de Santos.

Propiedad, planta y equipo del Consolidado y de la Controladora incluye bienes provenientes de contratos de arrendamiento que transfieren los beneficios, riesgos y controles por el monto de R\$ 372 y de R\$ 3.957, respectivamente (R\$ 390 y R\$ 5.969 el 31 de diciembre de 2017).

12.2. Apertura por tiempo de vida útil estimada – Consolidado

Vida útil estimada	Edificaciones y mejoras, equipos y otros bienes		
	Costo	Depreciación acumulada	Saldo al 31.12.2018
hasta 5 años	14.918	(11.292)	3.626
6 - 10 años	38.897	(24.301)	14.596
11 - 15 años	12.782	(5.872)	6.910
16 - 20 años	132.779	(52.207)	80.572
21 - 25 años	83.161	(18.340)	64.821
25 - 30 años	54.022	(15.503)	38.519
30 años o más	90.371	(26.517)	63.854
Método de la Unidad Producida	100.972	(60.252)	40.720
	527.902	(214.284)	313.618
Edificaciones y mejoras	29.174	(10.148)	19.027
Equipos y otros bienes	498.728	(204.136)	294.591

12.3. Acuerdos de individualización de la producción

El procedimiento de individualización de la producción es instaurado cuando se identifica que un determinado yacimiento se extiende más allá de un bloque concedido o contratado. En este sentido, los participantes operativos y no operativos en propiedades de petróleo y gas agrupan sus derechos en una determinada área para formar una sola unidad y, en contrapartida, un nuevo porcentaje de participación indivisa en esa unidad (del mismo tipo que anteriormente detenida) es determinado.

Los eventos ocurridos anteriormente a la individualización de producción pueden llevar a la necesidad de resarcimiento entre las partes. Tales eventos incluyen la monetización de producción y la realización de gastos de diferentes naturalezas, que deben ser igualados a los nuevos porcentajes de participación. Un valor a ser resarcido por Petrobras es reconocido como un cuentas a pagar por la Compañía cuando deriva de una obligación contractual o, cuando la salida de recursos sea considerada probable y el valor pueda ser estimado confiablemente. Un valor a ser resarcido a Petrobras es reconocido como cuentas por cobrar por la Compañía cuando haya un derecho contractual al resarcimiento o cuando sea tenido como prácticamente cierto.

En 2018, Petrobras constituyó una provisión valor a pagar de R\$ 456 para hacer frente a resarcimientos relativos a *Acordos de Individualização da Produção* (AIPs) celebrados con la Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo (PPSA) y con las empresas asociadas (Shell, Petrogal y Total) en consorcios de E&P, que ya fueron sometidos a la aprobación de la ANP. Estos acuerdos resultarán en ecualización de gastos y volúmenes de producción referentes a los campos de Sapinhoá, Lula, Tartaruga Verde, Berbigão y Sururu.

El movimiento del valor a pagar se presenta a continuación:

	31.12.2018
Ecualizaciones a pagar (*)	1.064
Actualización monetaria	8
Baja de Propiedad, Planta y Equipo	(235)
Pagos Realizados	(381)
Valores a pagar	456

(*)Reconocimiento en otros gastos operativos, con base en la Nota 26.

El 21 de diciembre de 2018 Petrobras, Shell y Repsol, empresas asociadas en el campo de Sapinhoá, realizaron pago a PPSA, correspondiendo a Petrobras el valor de R\$ 381, conforme al Acuerdo de Ecualización de Gastos y Volúmenes (AEGV).

12.4. Derecho de exploración de petróleo - Cesión onerosa

Petrobras y el Gobierno Federal firmaron, en 2010, el Contrato de Cesión Onerosa, por lo cual el Gobierno Federal cedió a Petrobras el derecho de ejercer actividades de investigación y extracción de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos localizados en el área del pre-sal, con producción limitada al volumen máximo de cinco mil millones de barriles equivalentes de petróleo, en un período máximo de cuarenta años, renovables por cinco años bajo ciertas condiciones. Como contraparte, Petrobras ha pagado al Gobierno Federal el monto de R\$ 74.808 que, el 31 de diciembre de 2018, está registrado en propiedad, planta y equipo de la Compañía.

Petrobras ya ha declarado comercialidad en campos de todos los seis bloques previstos en el contrato: Franco (Búzios), Florim (Itapu), Nordeste de Tupi (Sépia), Entorno de Iara (Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Atapu), Sul de Guarã (Sul de Sapinhoá) y Sul de Tupi (Sul de Lula).

El Contrato establece que, inmediatamente después de la declaración de comercialidad de cada área, se inician los procedimientos de revisión del contrato, siendo basados en informes técnicos de certificadores independientes contratados por Petrobras y ANP.

Si la revisión concluir que los derechos adquiridos alcanzan un valor más grande que el inicialmente pagado, la Compañía podrá pagar la diferencia al Gobierno o reducir proporcionalmente el volumen total de barriles adquiridos. Si la revisión concluir que los derechos adquiridos resultan en un valor menos grande que el inicialmente pagado por la Compañía, el Gobierno Federal reembolsará la diferencia, en moneda corriente, en títulos, u otro medio de pago, de acuerdo con las leyes presupuestarias.

Para esta revisión, están siendo considerados los costos realizados en la etapa de exploración y las provisiones de costo y de producción estimadas para el desarrollo. Con base en el contrato, para el cierre del proceso de revisión, podrán ser renegociados: (i) Valor del Contrato; (ii) Volumen Máximo de Barriles a ser Producidos; (iii) Duración del Contrato; y (iv) Porcentajes Mínimos de Contenido Local.

Con el volumen de informaciones adquiridas hasta el momento, fue posible caracterizar la existencia de volúmenes excedentes a los 5 mil millones de barriles equivalentes de petróleo contratados originalmente.

En noviembre de 2017, la Compañía constituyó una comisión interna responsable por la negociación de la revisión del Contrato con representantes de la Unión Federal, compuesta por representantes de los directorios de Exploración y Producción y Financiera y de Relación con Inversores.

En 15 de enero de 2018, la Unión Federal instituyó, mediante Portaria Interministerial 15/2018, la Comisión Interministerial con la finalidad de negociar y concluir los términos de la revisión del Contrato.

Con la institución de las comisiones y la puesta a disposición de los laudos contratados por Petrobras y por la ANP, se encuentran en marcha las referidas negociaciones. Las discusiones entre las partes evolucionaron y el *Conselho Nacional de Política Energética* (CNPE) publicó la Resolución 12/2018, el 14 de septiembre de 2018, recomendando al Ministerio de Minas y Energía (MME) el envío previo del proyecto de término aditivo al Contrato al Tribunal de Contas da União (TCU) para su análisis.

La Resolución 12/2018 del CNPE recomendó también al MME el envío de los proyectos del Edicto y del Contrato de la Ronda de Licitaciones bajo el régimen de reparto de producción para los volúmenes excedentes a los contratados bajo régimen de Cesión Onerosa. Con el fin de basar una eventual negociación relacionada al pago en forma de derechos sobre los volúmenes excedentes, Petrobras complementó su evaluación acerca de esos volúmenes a través de opinión de certificadora independiente.

La minuta en análisis por el TCU consolida uno, entre varios escenarios que se discutieron entre las comisiones del Gobierno y de Petrobras. Este escenario, tras la manifestación del TCU y aprobación por las partes, puede resultar en un monto a recibir a favor de Petrobras. Dadas las características de la revisión, cualquier posible crédito a favor de la Compañía será confirmado sólo cuando la celebración de un aditivo que resulte en un derecho contractual a dicho crédito, propiciando así el reconocimiento de una cuenta a cobrar en los estados financieros de Petrobras.

El proceso de revisión del Contrato de Cesión Onerosa está siendo acompañado por el Comité de Accionistas Minoritarios, compuesto por dos consejeros elegidos por los accionistas minoritarios y por un miembro externo independiente con notorio saber en el área de análisis técnico financiero de proyectos de inversión, emitiendo opinión que respalde decisiones del Consejo de Administración al respecto.

12.5. Devolución a la ANP de campos de petróleo y gas natural, operados por Petrobras

Los siguientes campos fueron devueltos a la ANP durante el ejercicio de 2018: Japiim, Camarão Norte, Espadarte (parte) y Sibite (parte). Estas devoluciones se deben principalmente a la inviabilidad económica de los campos. Sin embargo, en función de pérdidas en sus valores de recuperación reconocidas en ejercicios anteriores para esos activos, el valor de las bajas fue de R\$ 151 mil (R\$ 240 mil para los campos de Mosquito, Sirí y Saíra en 2017), en otros gastos operativos.

13. Activos Intangibles

13.1. Por tipo de activos

					Consolidado	Controladora
	Derechos y concesiones	Software Adquiridos	Software Desarrollados Internamente	Plusvalía	Total	Total
Saldo el 01 de enero de 2017	8.725	222	998	718	10.663	8.764
Adiciones	3.035	51	194	-	3.280	3.145
Intereses capitalizados	-	-	14	-	14	14
Bajas	(256)	-	(8)	-	(264)	(34)
Transferencias	(5.376)	5	-	-	(5.371)	(5.257)
Amortización	(64)	(91)	(323)	-	(478)	(366)
"Impairment" - constitución	(108)	(1)	-	-	(109)	(2)
Ajuste por diferencias de cambio	3	-	-	2	5	-
Saldo el 31 de diciembre de 2017	5.959	186	875	720	7.740	6.264
Costo	6.637	1.638	4.055	720	13.050	10.266
Amortización acumulada	(678)	(1.452)	(3.180)	-	(5.310)	(4.002)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	5.959	186	875	720	7.740	6.264
Adiciones	3.321	129	183	-	3.633	3.517
Intereses capitalizados	-	-	12	-	12	12
Bajas	(56)	-	-	-	(56)	(51)
Transferencias	(162)	24	-	42	(96)	(158)
Amortización	(54)	(81)	(269)	-	(404)	(316)
Ajuste por diferencias de cambio	16	1	-	24	41	-
Saldo el 31 de diciembre de 2018	9.024	259	801	786	10.870	9.268
Costo	9.876	1.888	4.283	786	16.833	13.568
Amortización acumulada	(852)	(1.629)	(3.482)	-	(5.963)	(4.300)
Saldo el 31 de diciembre de 2018	9.024	259	801	786	10.870	9.268
Tiempo de vida útil estimado en años	(*)	5	5	Indefinida		

(*) Consiste, principalmente, en activos con vida útil indefinida. La evaluación de la vida útil indefinida es revisada anualmente para determinar si sigue siendo justificable.

El 29 de marzo de 2018, Petrobras adquirió siete bloques marítimos en la 15ª Ronda de Licitaciones en el Régimen de Concesión, realizada por la Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). En la Cuenca de Campos, se adquirieron dos bloques en sociedad con ExxonMobil y Equinor, los cuales serán operados por Petrobras, y dos bloques en sociedad con ExxonMobil y Qatar Petroleum, los cuales serán operados por ExxonMobil. En la Cuenca Potiguar, se adquirieron dos bloques en sociedad con Shell, los cuales serán operados por Petrobras, y uno con 100% de participación de Petrobras. El valor total de la prima de contrato pagado en agosto de 2018 es de R\$ 2.210.

En 2018 se realizaron pagos de bonos relativos al Contrato de Producción Compartida, en el valor de R\$ 1.075, conforme a la nota explicativa 13.3.

El 31 de diciembre de 2018, la compañía no tuvo pérdidas en la evaluación de recuperabilidad de la prima por expectativa de rentabilidad futura (*goodwill*).

13.2. Devolución a la ANP de áreas en la fase de exploración de petróleo y gas natural

En el ejercicio de 2018, los derechos sobre los bloques exploratorios devueltos a la ANP totalizaron R\$ 25 (R\$ 10 en 2017) y son los siguientes:

	Etapa exploratoria	
	Exclusivo	Asociación
Cuenca de Sergipe - Alagoas	5	-
Cuenca de Espírito Santo	2	-
Cuenca de Barreirinhas	1	-

13.3. Derecho de exploración del petróleo – Producción Compartida

El Consorcio Libra, compuesto por Petrobras, Shell, Total, CNODC, CNOOC y Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo (PPSA), como gerente, celebró un Contrato de Producción Compartida, el 2 de diciembre de 2013, con el Gobierno Federal de Brasil, después de la 1ª ronda de ofertas del pre-sal, en octubre de 2013 por la ANP. Una prima por firma en el valor de R\$ 15 mil millones fue pagado en una cuota única, de los cuales R\$ 6 mil millones correspondieron a la Compañía, registrado inicialmente como Derechos y Concesiones.

El 30 de noviembre de 2017, se presentó a la ANP la Declaración de Comercialidad del área del Plan de Evaluación de Descubrimiento del pozo 2-ANP-2A, que pasó a llamarse Campo de Mero, confirmando el potencial del área y la posibilidad de desarrollar el Campo de petróleo en condiciones económicas. En función de la declaración de comercialidad, el importe de R\$ 5.240, referente a la porción del bono de firma del área Noroeste, fue reclasificada para Propiedad, Planta y Equipo.

El Consorcio obtuvo del Ministerio de Minas y Energía la prórroga de la Fase de Explotación por otros 27 meses para el resto del área del Bloque Libra, donde se realizarán nuevos estudios para evaluar mejor la comercialidad de esa área. La parte del bono de firma referente a estas áreas, por valor de R\$ 760, sigue registrada como Derechos y Concesiones.

El 27 de octubre de 2017 se adquirieron tres bloques marítimos (Entorno de Sapinhoá, Peroba y Alto de Cabo Frio Central) en la 2ª y 3ª Rondas de Licitaciones en el régimen de Producción Compartida de la ANP, en alianzas formadas con Shell, British Petroleum (BP), Repsol y CNODC, siendo Petrobras operadora en todos los bloques. El valor total del bono de firma pagado por la Compañía fue de R\$ 1.140.

El 7 de junio de 2018, Petrobras adquirió, por medio de alianzas formadas con ExxonMobil, Equinor, Petrogal, BP, Shell y Chevron, tres bloques marítimos (Uirapuru, Dois Irmãos y Três Marias) en la 4ª Ronda de Licitaciones en el régimen de Producción Compartida de la ANP, siendo operadora en todos los bloques. El valor total del bono de firma, pagado en septiembre, fue de R\$ 1.005.

El 28 de septiembre de 2018, Petrobras adquirió el 100% de participación del bloque Sudoeste de Tartaruga Verde, en la 5ª Ronda de Licitaciones en el régimen de Producción Compartida de la ANP, siendo vencedora con la oferta mínima de excedente de aceite y bono de firma en el valor de R\$ 70. Este Bloque engloba una parcela del yacimiento de Tartaruga Mestiça, que es compartida con el Campo de Tartaruga Verde. Esta parcela tuvo su comercialidad declarada el 26 de diciembre de 2018, dando origen al Campo de Tartaruga Verde Sudoeste.

13.4. Concesión de servicios de distribución de gas natural canalizado

El 31 de diciembre de 2018, el intangible incluye contratos de concesión de distribución de gas natural canalizado en Brasil, en el valor total de R\$ 564 (R\$ 565 en 2017), con plazos de vencimientos entre 2029 y 2043, que pueden ser prorrogados. Las concesiones prevén la distribución para los sectores industrial, residencial, comercial, vehicular, climatización, transportes y otros.

La remuneración por la prestación de esos servicios consiste, básicamente, en la combinación de costos y gastos operativos y remuneración del capital invertido. Las tarifas cobradas por el volumen de gas distribuido están sujetas a reajustes y revisiones periódicas con el órgano regulador estatal.

Al final de las concesiones, los contratos prevén indemnización a la Compañía de las inversiones vinculadas a bienes reversibles, conforme estudios, evaluaciones y liquidaciones que serán realizadas con el objetivo de determinar el valor.

El 2 de febrero de 2016 fue publicada, en el Diario Oficial del Estado de Espírito Santo, la Ley 10.493/ 2016, que reconoce la extinción/nulidad del contrato de concesión del servicio de distribución de gas canalizado, en virtud de lo dispuesto en el art. 43 de la Ley Federal 8.987, de 13 de febrero de 1995. La referida Ley prevé la realización de licitación de la concesión o la creación de empresa estatal para asumir los servicios, correspondiendo a la Concesionaria la indemnización en los términos de la Ley, la cual fue contestada judicialmente por la Compañía.

Ante esta situación, el 12 de agosto de 2016, la Compañía firmó Memorando de Entendimientos con el Gobierno del Estado de Espírito Santo para evaluar la creación de una empresa del Estado para la prestación de servicio público de distribución de gas natural canalizado. Como consecuencia, se firmó en mayo de 2018 un *Instrumento de Compromisso Condicional* (ICC), el cual fue sometido a la homologación del *Núcleo Permanente de Métodos Consensuais de Solução de Conflitos* (NUPEMEC/TJ-ES), cuyas acciones se encuentran en marcha.

Como parte de las evaluaciones del MoU, fue sancionada la Ley Estadual 10.955/18, creando la *Companhia de Gás do Espírito Santo (ES GAS)*", aguardando la homologación del NUPEMEC/TJ-ES.

La Compañía no reconoció ninguna pérdida, pues hasta el presente momento, el valor contable existente al 31 de diciembre de 2018 en el valor de R\$ 312 (R\$ 270 al 31 de diciembre de 2017) está garantizado por la indemnización prevista en las referidas Leyes.

14. Reducción por deterioro del valor de los activos (*Impairment*)

La Compañía evalúa la recuperabilidad de los activos anualmente, o cuando existe un indicativo de devaluación. En 2018, las pérdidas y reversiones de pérdidas en la recuperabilidad de los activos fueron reconocidas principalmente en el cuarto trimestre, debido a la gestión de su *portfolio* y a la actualización de las premisas económicas a medio y largo plazo de la Compañía, con base en el nuevo Plan de Negocios y Gestión 2019-2023 (PNG 2019-2023), concluido y aprobado por la Administración en el cuarto trimestre de 2018.

El aumento en la estimación de gastos para desmantelamiento de áreas de los campos de E&P contribuyó significativamente para el reconocimiento de pérdidas por *impairment*, con destaque para las UGEs de la Cuenca de Sergipe-Alagoas (Camorim, Piranema y Guaricema) y de la Cuenca de Campos (Linguado y Bicudo). Sin embargo, tales pérdidas fueron parcialmente compensadas por los efectos de la revisión de proyectos con consecuente estiramiento en la curva de producción esperada en campos ubicados en las Cuencas de Santos y Espírito Santo, que generaron reversiones de *impairments* anteriormente reconocidos.

El empeoramiento en el escenario de precios futuros de los fletes del conjunto de buques de Transpetro, la necesidad de retirada de operación de equipos (Monobóia 2 - PDET), el mantenimiento en el PNG 2019-2023 del posicionamiento estratégico de salida del negocio de fertilizantes y la decisión de la Administración de postergar por un extenso período el proyecto GASFOR II, ocasionando su retirada de la UGE Gas Natural en el cuarto trimestre de 2018, también llevaron a la Compañía a reconocer pérdidas por desvalorización de esos activos.

Las pérdidas en la recuperabilidad de ciertos activos en el ámbito del plan de desinversiones y alianzas de la Compañía fueron reconocidas, con destaque para los campos de producción de petróleo y gas natural en el Golfo de México.

A continuación se presenta el total de pérdida en la reducción al valor recuperable de los activos, neta de reversión, por naturaleza de activo o UGE, reconocido en el resultado del ejercicio:

Consolidado					
Activo o UGE, por naturaleza (*)	Valor contable neto	Valor Recuperable (**)	Pérdida por devaluación (***)	Área de Negocio	Comentarios
Inversiones, Propiedad, Planta y Equipo y Intangible					
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (Varios UGEs)	27.199	38.450	1.994	E&P – Brasil	Ítem (a1)
Conjunto de buques de Transpetro	6.667	5.037	1.630	RTC – Brasil	Ítem (b1)
Equipos e instalaciones de la actividad de producción de petróleo y gas y perforación de pozos	772	23	749	E&P – Brasil	Ítem (c1)
UFN III	1.210	774	436	RTC – Brasil	Ítem (d)
Campos de producción de petróleo y gas en el exterior (Varios UGEs)	8.751	6.021	2.775	E&P – Exterior	Ítem (e1)
GASFOR II	225	-	225	Gas y Energía – Brasil	Ítem (f1)
Comperj	180	-	180	RTC – Brasil	Ítem (g1)
Segundo conjunto de refinación de RNEST	4.315	4.232	83	RTC – Brasil	Ítem (h1)
Otros	2.579	2.929	54	Otros	
			8.126		
Activos mantenidos para la venta					
Campos de producción de petróleo y gas - Polo Riacho da Forquilha	375	1.749	(128)	E&P – Brasil	Ítem 14.2
Otros	94	417	(309)	Otros	
Total			7.689		
2017					
Inversiones, Propiedad, Planta y Equipo y Intangible					
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (Varios UGEs)	39.119	53.160	(2.824)	E&P – Brasil	Ítem (a2)
Conjunto de buques de Transpetro	5.554	5.565	(11)	RTC – Brasil	Ítem (b2)
Segundo conjunto de refinación de RNEST	5.677	4.170	1.507	RTC – Brasil	Ítem (h2)
Plantas de Fertilizantes	1.337	-	1.337	Gas y Energía – Brasil	Ítem (j)
Equipos e instalaciones de la actividad de producción de petróleo y gas y perforación de pozos	1.190	12	1.178	E&P – Brasil	Ítem (c2)
Campos de producción de petróleo y gas en el exterior (Varios UGEs)	710	296	414	E&P – Exterior	Ítem (e2)
Buques Panamax – Transpetro	364	-	364	RTC – Brasil	Ítem (k)
Araucária	226	-	226	Gas y Energía – Brasil	Ítem (l)
Comperj	167	-	167	RTC – Brasil	Ítem (g2)
Conecta y DGM	122	-	122	Distribución – Exterior	Ítem (i)
Otros	610	380	230	Otros	
			2.710		
Activos mantenidos para la venta					
Campos de producción de petróleo y gas Roncador	10.465	9.151	1.314	E&P – Brasil	Ítem 14.2
Otros	1.049	1.211	(162)	Otros	
Total			3.862		

(*) Los valores contables netos y valores recuperables presentados se refieren sólo a los activos o UGEs que tuvieron pérdidas por *impairment* o reversiones.

(**) El valor recuperable utilizado para la evaluación de la prueba es el valor en uso, con excepción de los activos de equipos e instalaciones vinculados a la actividad de producción de aceite y gas y perforación de pozos y activos mantenidos para la venta, para los cuales el valor recuperable utilizado para la prueba es el valor justo.

(***) Los valores entre paréntesis se refieren a las reversiones de pérdidas por *impairment*.

14.1. Propiedad, Planta y Equipo e intangible

En la evaluación de recuperabilidad de propiedad, planta y equipo e intangibles, probados individualmente o agrupados en unidades generadoras de efectivo - UGE, la Compañía consideró las siguientes proyecciones:

- vida útil basada en la expectativa de utilización de los activos o conjunto de activos que componen la UGE, considerando la política de mantenimiento de la Compañía;
- premisas y presupuestos aprobados por la Administración para el período correspondiente al ciclo de vida esperado, debido a las características de los negocios; y
- tasa de descuento antes de los impuestos, que deriva de la metodología de cálculo del costo medio ponderado de capital (*weighted average cost of capital* - WACC) después del impuesto, ajustada por un premio de riesgo específico en los casos de proyectos postergados por un extenso período o riesgo específico del país, en los casos de activos en el exterior.

Informaciones sobre los supuestos clave para los tests de deterioro del valor de activos y las definiciones de Unidades Generadoras de Efectivo - UGEs se presentan en las notas 5.2 y 5.3, respectivamente, e implican juicios y evaluación por la Administración con base en su modelo de negocio y la gestión.

Estimaciones de los supuestos clave de las previsiones de flujo de efectivo para determinar el valor de uso de las UGEs en 2018 fueron:

	2019	2020	2021	2022	2023	Largo plazo promedio
Brent medio en términos reales (US\$/barril)	66	67	72	75	75	73
Media del tipo de cambio en términos reales - R\$/US\$ (a precios de 2018)	3,64	3,56	3,50	3,46	3,44	3,37

En 2017, las previsiones de los tests de *impairment* fueron:

	2018	2019	2020	2021	2022	Largo plazo promedio
Brent medio en términos reales (US\$/barril)	53	58	66	70	73	71
Media del tipo de cambio en términos reales - R\$/US\$ (a precios de 2017)	3,44	3,47	3,47	3,46	3,49	3,40

Informaciones sobre las principales pérdidas por deterioro del valor de los activos de propiedad, planta y equipo o intangible se destacan a continuación:

a1) Campos de producción de petróleo y gas en Brasil – 2018

Nuestras evaluaciones de los activos vinculados a campos de producción de petróleo y gas en Brasil resultaron en el reconocimiento de pérdidas netas por el valor de R\$ 1.994. La tasa de descuento post-impuesto en moneda constante, aplicada al sector de exploración y producción, fue del 7,4% a.a. Este importe se debe principalmente a:

- Pérdidas en el monto de R\$ 4.013, relacionadas, predominantemente, a las UGEs de Camorim (R\$ 533), Linguado (R\$ 531), Piranema (R\$ 356), Guaricema (R\$ 352), Juruá (R\$ 348), Bicudo (R\$ 318), Caioba (R\$ 232), Polo Pper-1 (R\$ 188), Garoupinha (R\$ 150), Frade (R\$ 148), Castanhal (R\$ 137) y Papa Terra (R\$ 135), principalmente debido al aumento de la provisión para desmantelamiento de áreas, derivada de la revisión de las estimaciones de gastos futuros con abandono de equipos, así como por el aumento de la tasa de cambio; y
- Reversiones de pérdidas por el monto de R\$ 2.019, relacionadas, predominantemente, a las UGEs de Polo Cvit (R\$ 601), Polo Uruguá (R\$ 575), Polo Ceará Mar (R\$ 192), Dom João (R\$ 88), Polo Miranga (R\$ 61), Polo Fazenda Belém (R\$ 49) y Polo Bijupirá-Salema (R\$ 51), principalmente debido a la revisión de proyectos, aprobada en el plan de negocios de la Compañía, con el consiguiente estiramiento de la curva de producción.

a2) Campos de producción de petróleo y gas en Brasil – 2017

Nuestras evaluaciones de los activos vinculados a campos de producción de petróleo y gas en Brasil, bajo el régimen de concesión, resultaron en el reconocimiento de una reversión neta de provisión por valor de R\$ 2.824. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y tasa de descuento post-impuesto en moneda constante del 7.6% a.a., que deriva de la metodología del WACC para el sector de explotación y producción. El importe se debe principalmente a:

- Reversiones de pérdidas por el monto de R\$ 5.627, relacionadas predominantemente con las UGEs de Polo Norte (R\$ 2.961), el Espadarte (R\$ 406), el Papa Terra (R\$ 396), Polo Uruguá (R\$ 325), Pampo (R\$ 296), Polo Fazenda Alegre (R\$ 146), Polo Cidade de São Mateus (R\$ 142), Riachuelo (R\$ 131), Polo Fazenda Imbé (R\$ 91), Fazenda Bálamo (R\$ 83), Polo de Peroá (R\$ 80), Polo São Mateus (R\$ 62) y Riacho da Forquilha (R\$ 58), debido a la reducción de la tasa de descuento, revisión de alcance del proyecto de revitalización de campos maduros y aprobación del nuevo Repetro con reducción de los gastos de desembolso de tributos federales y estatales derivados de la nacionalización de equipos; y

- Pérdidas en el monto de R\$ 2.803, relacionadas, predominantemente, a las UGEs de Piranema (R\$ 737), Salgo (R\$ 339), Polo Ceará Mar (R\$ 309), Polo Cvit (R\$ 204), Polo Miranga (R\$ 190), Polo Fazenda Belém (R\$ 159), Frade (R\$ 131), Dom João (R\$ 87) y Candeias (R\$ 60), debido, principalmente, al aumento de la provisión para desmantelamiento de áreas, resultante de la alteración en la cartera de inversiones, con la consiguiente anticipación del cierre de la producción económica de algunos campos, así como la reducción de la tasa de descuento adoptada para ajuste al valor presente de la obligación futura de abandono.

b1) Conjunto de buques de Transpetro – 2018

El empeoramiento en la expectativa de los valores de los fletes proyectados en el PNG 2019-2023 afectó significativamente nuestras evaluaciones del conjunto de buques de Transpetro, resultando en el reconocimiento de pérdidas por el monto de R\$ 1.630. La tasa de descuento post-impuesto en moneda constante, aplicada al sector de transporte, cambió entre el 3,8% a.a. y el 6,6% a.a.

b2) Conjunto de buques de Transpetro – 2017

En nuestras evaluaciones del conjunto de buques de Transpetro se identificaron reversiones de pérdidas por *impairment* de R\$ 11. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía aprobados en el PNG 2018-2022, incluyendo las entradas y salidas de buques en operación o en construcción; y tasa de descuento post-impuesto en moneda constante que varía entre el 4,11% a.a. y el 9,19% a.a., derivada de la metodología WACC para el sector del transporte, considerando la estructura de endeudamiento y su beneficio fiscal.

c1) Equipos e instalaciones relacionados a la actividad de producción del petróleo y gas y perforación de pozos en Brasil –2018

En nuestras evaluaciones de los activos que actúan en la producción y perforación de los pozos, pero no vinculados directamente a las UGEs de campos de producción de petróleo y gas o polos, se identificaron pérdidas netas por desvalorización de R\$ 749, derivadas de: i) cierre de las operaciones de la Monobóia 2 del *Plano Diretor de Escoamento e Tratamento de Óleo* - PDET (R\$ 656); y ii) estimación de valor justo inferior al valor contable neto del panel de control y cambiador de calor asociados al proyecto de las plataformas P-72 y P-73, que no pudieron ser aprovechados en otros proyectos de la Compañía y serán destinados a la venta (R\$ 93).

c2) Equipos e instalaciones relacionados a la actividad de producción del petróleo y gas y perforación de pozos en Brasil –2017

En nuestras evaluaciones de esos activos en 2017, se identificaron pérdidas netas por devaluación de R\$ 1.178, resultantes principalmente de: i) estimación de valor justo inferior al valor contable neto de los compresores y sistemas de remoción de CO₂, asociados al proyecto de las plataformas P-72 y P-73, que no pudieron ser aprovechados en otros proyectos de la Compañía y serán destinados a la venta (R\$ 413); ii) desmovilización y cierre de las operaciones de la Balsa Guindaste y de Lançamento BGL-1 (R\$ 370); y iii) hibernación de instalaciones y equipos del Astillero Inhaúma, que están fuera del alcance inicial del proyecto de implantación del Terminal Logístico Inhaúma (R\$ 407).

d) UFN III – 2018

Nuestras evaluaciones de la Unidade de Fertilizantes e Nitrogenados III, ubicada en Três Lagoas, en Mato Grosso do Sul, considerando el valor justo de este activo, resultaron en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el valor de R\$ 436.

e1) Campos de producción de petróleo y gas en el exterior (diversas UGEs) – 2018

El 31 de octubre de 2018, Petrobras America Inc. (PAI) y la empresa Murphy Exploration & Production Company - USA (Murphy), subsidiaria integral de Murphy Oil Corporation, celebraron un contrato para la formación de una joint venture (JV) compuesta por campos en activos en producción de petróleo y gas natural en el Golfo de México. Con esta operación, la Compañía reconoció una pérdida total por *impairment* de R\$ 2.775 al 31 de diciembre de 2018 principalmente debido a la actualización de las premisas operativas y tasas de descuento, asociadas a la reducción de la participación en los campos con la formación de la JV.

e2) Campos de producción de petróleo y gas en el exterior (diversas UGEs) – 2017

Nuestras evaluaciones de los activos vinculados a campos de producción de petróleo y gas en el exterior, bajo el régimen de concesión, resultaron en el reconocimiento de una pérdida en el valor de R\$ 414, relacionada, principalmente, con el campo de Hadrian South, en Estados Unidos, debido a la decisión de la parada de producción y el abandono permanente del campo. La tasa de descuento aplicada al sector de exploración y producción, específica para los Estados Unidos, fue del 5,7% a.a.

f) GASFOR II – 2018

La Administración decidió paralizar el desarrollo del proyecto GASFOR II, conducido por TAG, haciendo que los activos fueran excluidos de la UGE Gas Natural y probados aisladamente. Con la hibernación, no es posible estimar flujos de efectivo futuros derivados del uso de esos activos en el horizonte de planificación de la Compañía, resultando en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el monto de R\$ 225 al 31 de diciembre de 2018, correspondiendo al valor contable neto total de los activos.

g1) Comperj – 2018

En el último plan de negocios aprobado por la Administración, la decisión sobre la reanudación de las obras referentes al Tren 1 permanece condicionada a la identificación de socios para su continuidad. Como las obras inherentes a las utilidades del Tren 1 de la refinería también atenderán a la Unidad de Procesamiento de Gas Natural (UPGN), permanecen en marcha, pues forman parte de la infraestructura conjunta necesaria para el flujo y procesamiento del gas natural del polo pre-sal de la Cuenca de Santos. Así, como aún no existen decisiones finales sobre los proyectos, permanece la interdependencia entre dicha infraestructura y el Tren 1 y, de esa forma, pérdidas adicionales fueron reconocidas en el cuarto trimestre de 2018, totalizando R\$ 180 en el ejercicio de 2018.

g2) Comperj – 2017

En 2017, la reanudación del proyecto Comperj todavía dependía de nuevas alianzas. De esta forma, por los mismos motivos citados arriba, la Compañía reconoció la reducción al valor recuperable, en 2017, por el monto de R\$ 167.

h1) Segundo conjunto de refinación de RNEST – 2018

Nuestras evaluaciones de los activos de refino del 2º Tren de RNEST resultaron en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el valor de R\$ 83, derivadas principalmente de la postergación de la previsión de entrada en operación en cinco meses, con base en la aprobación del PNG 2019-2023. La tasa de descuento aplicada al sector de refino, considerando la inclusión de un premio de riesgo específico para los proyectos postergados, fue del 7,3% a.a.

h2) Segundo conjunto de refinación de RNEST – 2017

Nuestras evaluaciones de los activos de refinación del segundo conjunto de RNEST resultaron en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el valor de R\$ 1.507 debidas, principalmente a: i) mayor costo de adquisición de materia prima y ii) reducción del margen de refinación, previstos en el PNG 2018 – 2022. La tasa de descuento aplicada al sector de refino, considerando la inclusión de un premio de riesgo específico para los proyectos postergados, fue del 7,7% a.a.

i) Conecta y DGM – 2017

Considerando el actual escenario de precios y los contratos de suministro de gas natural en Uruguay, se reconocieron pérdidas por impairment en el monto de R\$ 122, registrados en el Activo Intangible e Propiedad, Planta y Equipo, asociadas a la concesión de distribución de gas natural de Conecta y DGM, subsidiarias en Uruguay.

j) Fábricas de Fertilizantes – 2017

La Administración, considerando la baja perspectiva de éxito en la enajenación de determinadas plantas, decidió dar continuidad al posicionamiento estratégico de salir de ese negocio. En consecuencia, estos activos pasaron a tener su recuperabilidad probada aisladamente y no es posible estimar flujos de caja futuros derivados del uso de esas plantas en el horizonte del plan de negocios de la Compañía, resultando en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el monto de R\$ 1.337 en 2017, correspondiendo al valor contable neto de esos activos.

k) Buques Panamax – Transpetro – 2017

En diciembre de 2017, la Administración de Transpetro decidió por la hibernación por tiempo indeterminado de tres buques en construcción de la clase PANAMAX (EI-512, EI-513 y EI-514) y, como consecuencia, estos activos dejaron de pertenecer a la empresa UGE Conjunto de Buques de Transpetro y se probaron aisladamente. Con la hibernación, no es posible estimar flujos de efectivo futuros derivados del uso de los buques en el horizonte del plan de negocios de la Compañía, resultando en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el monto de R\$ 364 en 2017, correspondiendo al valor contable neto de estos activos.

l) Araucaria – 2017

Indicativos de devaluación de algunos activos derivados del deterioro de las condiciones previstas para el mercado de fertilizantes, tales como aumento en los costos de producción y reducción en los volúmenes y precios de ventas, resultaron en estimación de flujos de efectivo negativos, llevando a la Compañía a reconocer pérdidas por *impairment* de R\$ 226, principalmente en el segundo trimestre de 2017. La tasa de descuento aplicada al sector de fertilizantes fue de 6,6% a.a.

14.1.1. Valores contables de activos cercanos a sus valores recuperables

Como se describe en la nota 4.10, el monto de pérdida por reducción al valor recuperable se basa en la diferencia entre el valor contable del activo o UGE y su valor recuperable. La tabla siguiente contiene informaciones sobre los activos o UGEs que presentaron valores recuperables estimados cerca de sus valores contables y, con ello, serían más susceptibles al reconocimiento de pérdidas por *impairment* en el futuro, en función de cambios significativos en las premisas:

	Área de negocio	Valor Contable	Valor recuperable	Consolidado 31.12.2018 Sensibilidad (*)
Activos cercanos a sus valores recuperables				
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (3 UGEs)	E&P	1.181	1.284	(25)

(*)Pérdida estimada de *impairment*, considerando una reducción de 10% en el valor recuperable de las UGEs.

14.2. Activos clasificados como mantenidos para venta

En 2018, como consecuencia de la aprobación de la Administración de la Compañía para la enajenación de inversiones, conforme a la nota explicativa 10.1, la Compañía reconoció reversiones de pérdidas por un monto de R\$ 437, incluyéndose la cesión de la participación de la empresa en 34 campos de producción terrestres de petróleo, ubicados en la Cuenca Potiguar, en Río Grande do Norte, para la empresa brasileña 3R Petroleum.

En 2017, la Compañía reconoció una pérdida en el monto de R\$ 1.152, reflejando principalmente la cesión del 25% de participación en el campo de Roncador, en función de la diferencia entre el valor de la oferta y el valor contable del activo.

14.3. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (incluyéndose plusvalía)

En las evaluaciones de recuperabilidad de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos, incluyendo plusvalía, se utilizó el método del valor en uso a partir de proyecciones que consideraron: (i) horizonte de proyección del intervalo de 5 a 12 años, con perpetuidad sin crecimiento; (ii) premisas y presupuestos aprobados por la Administración de la Compañía; y (iii) tasa de descuento antes de los impuestos, que deriva de la metodología de cálculo del WACC o CAPM, conforme metodología de aplicación.

14.3.1. Inversión en asociada con acciones negociadas en las bolsas de valores (Braskem SA)

Braskem S. A. es una empresa pública cuyas acciones se cotizan en las bolsas de Brasil y del exterior. Con base en las cotizaciones de mercado en Brasil, el 31 de diciembre de 2018, la participación de Petrobras en las acciones ordinarias (un 47% del total) y en las acciones preferidas (un 21,9% del total) de Braskem, fue evaluada en R\$ 13.258, conforme descrito en la nota explicativa 11.4. El 31 de diciembre de 2018, aproximadamente 3% de las acciones ordinarias de esta invertida son de titularidad de no signatarios del Acuerdo de Accionistas y su negociación es extremadamente limitada.

Dadas las relaciones operativas entre Petrobras y Braskem, la prueba de recuperabilidad de la inversión en esta asociada fue realizada con base en su valor en uso, proporcional a la participación de la Compañía en el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados de Braskem, representando flujos futuros de dividendos y otras distribuciones de la invertida. Las evaluaciones de recuperabilidad no indicaron existencia de pérdida por *impairment*.

Las principales proyecciones de flujo de efectivo para determinar el valor en uso de Braskem son las siguientes:

- tasa de cambio estimada en un promedio de R\$ 3,64 para US\$ 1,00 en 2019 (convergiendo a R\$ 3,37 en el largo plazo);
- el precio de petróleo Brent medio de US\$ 66 en 2019, llegando a US\$ 73 en el largo plazo;
- proyecciones de precios de las materias primas y petroquímicos reflejando tendencias internacionales;
- crecimiento de las ventas de productos petroquímicos, estimado con base en el crecimiento proyectado para el GDP (de Brasil y global);
- tasa de descuento post-impuesto del 9,6%, en moneda constante; y
- reducción del margen EBITDA siguiendo el ciclo de crecimiento de la industria petroquímica en los próximos años y declive en el largo plazo.

14.3.2. Inversión en Distribuidoras Estaduales de Gas Natural

A 31 de diciembre de 2018, las evaluaciones de recuperabilidad no indicaron la existencia de pérdidas por *impairment*, siendo el valor recuperable de R\$ 3.680, considerando una tasa de descuento post-impuesto del 5,8%, en moneda constante.

14.3.3. Pérdidas en inversiones

En 2018, la Compañía reconoció como resultado de participación en inversiones, reversión de pérdidas netas por desvalorización en el total de R\$ 108, principalmente atribuibles a las invertidas POGVB y Refinería de Petróleo Riograndense (RPR). En 2017, la pérdida reconocida fue de R\$ 64, principalmente atribuibles a las invertidas Logum, Belém Bioenergía Brasil (BBB) y Refinería de Petróleo Riograndense (RPR).

15. Actividades de exploración y evaluación de reservas de petróleo y gas

Las actividades de exploración y evaluación incluyen la búsqueda por reservas de petróleo y gas natural, desde obtener los derechos legales para explorar un área determinada, hasta la declaración de la viabilidad técnica y comercial de las reservas.

Los movimientos en costos capitalizados asociados con pozos exploratorios y el saldo de los montos pagados para obtener derechos y concesiones para la exploración de petróleo y gas natural, ambos directamente relacionados con actividades de exploración en reservas no probadas, figuran en la tabla siguiente:

	Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017
Costos exploratorios reconocidos en el Activo (*)		
Propiedad, planta y equipo		
Saldo inicial	14.957	16.728
Adiciones	1.308	2.543
Bajas	(38)	(345)
Transferencias	(280)	(3.974)
Ajuste por diferencias de cambio	62	5
Saldo final	16.009	14.957
Activos intangibles	7.671	4.599
Total de costos exploratorios capitalizados	23.680	19.556

(*) Neto de los montos capitalizados y posteriormente descargados como gastos en el mismo período.

Los nuevos bonos pagados y las declaraciones de comercialidad de 2018 se detallan en la nota explicativa 13.

Los costos de exploración reconocidos en el resultado y los flujos de efectivo utilizados en actividades de evaluación y exploración de petróleo y gas natural se exponen en la tabla siguiente:

	Consolidado	
	2018	2017
	Ene-Dic	Ene-Dic
Costos exploratorios reconocidos en los estados de resultados		
Gastos con geología y geofísica	1.203	1.154
Proyectos sin viabilidad económica (incluyendo pozos secos y bonos de firma)	317	893
Penalizaciones contractuales de contenido local	324	486
Otros gastos de exploración	60	30
Total de los gastos	1.904	2.563
Efectivo utilizado en las actividades		
Operativas	1.265	1.185
Inversiones	4.821	5.776
Total de efectivo utilizado	6.086	6.961

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, Petrobras reconoció una provisión de R\$ 324 (R\$ 486 en 2017) derivada de potenciales penalidades contractuales por el no cumplimiento a los porcentuales mínimos exigidos de contenido local para 131 bloques con fase exploratoria terminada.

15.1. Tiempo de capitalización

El cuadro a seguir presenta los costos y el número de pozos exploratorios capitalizados por tiempo de existencia, considerando la fecha de conclusión de las actividades de perforación. Demuestra, también, el número de proyectos para los cuales los costos de pozos exploratorios estén capitalizados por plazo superior a un año:

	Consolidado	
	2018	2017
Costos capitalizados de los pozos exploratorios por tiempo de existencia (*)		
Costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período hasta un año	331	367
Costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período superior a un año	15.677	14.590
Saldo final	16.008	14.957
Cantidad de proyectos que tienen costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período superior a un año	49	54

	Número de pozos	
	2018	2017
2017	203	2
2016	1.115	4
2015	3.124	16
2014	4.033	16
2013 y años anteriores	7.202	36
Saldo final	15.677	74

(*) No incluye el costo de obtención de derechos y concesiones para la exploración de petróleo y gas natural.

Del total de R\$ 15.677 para 49 proyectos que incluyen pozos en curso por más de un año desde la conclusión de las actividades de perforación, R\$ 14.857 se refieren a pozos ubicados en áreas en que hay actividades de perforación ya en marcha o firmemente planificadas para el futuro próximo, cuyo "Plan de Evaluación" fue sometido a la aprobación de la ANP, y R\$ 820 fueron incurridos en costos referentes a las actividades necesarias para la evaluación de las reservas y el posible desarrollo de las mismas.

16. Proveedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Terceros en Brasil	15.530	12.144	12.636	9.651
Terceros en el exterior	6.092	4.564	3.071	2.934
Partes relacionadas	2.894	2.369	13.433	9.594
Saldo total en el pasivo corriente	24.516	19.077	29.140	22.179

En 2018, el aumento en proveedores en el país se debe básicamente al incremento de operaciones de compras de petróleo, considerando la entrada de nuevos agentes en el mercado nacional y el registro de acuerdos de individualización de la producción. En cuanto a proveedores en el exterior, se destacan mayores importaciones de petróleo, derivados, gas natural y GNL, influenciados por el comportamiento de las cotizaciones internacionales y por la depreciación del real frente al dólar.

17. Financiaciones

17.1. Saldo por tipo de financiación

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Mercado Bancário	37.107	41.924	36.091	39.443
Mercado de Capitales	12.863	12.070	5.945	5.874
Bancos de desarrollo	12.967	18.428	4.796	6.634
Partes relacionadas	-	-	23.920	25.499
Otros	34	124	-	-
Total en Brasil	62.971	72.546	70.752	77.450
Mercado Bancario	93.474	103.420	38.541	35.432
Mercado de Capitales	153.548	171.721	-	-
Bancos de desarrollo	157	-	157	-
Agencia de Crédito a la Exportación	15.038	12.142	1.744	1.711
Partes relacionadas	-	-	214.685	153.524
Otros	973	895	-	-
Total en el extranjero	263.190	288.178	255.127	190.667
Total de financiaciones	326.161	360.724	325.879	268.117
Corriente	14.207	23.160	105.527	74.724
No corriente	311.954	337.564	220.352	193.393

Los contratos de financiaciones vigentes el primer de enero de 2018, cuyos términos contractuales fueron objetos de cambios de deudas que no involucraron liquidaciones financieras y resultaron en modificaciones, ya que sus respectivos términos no fueron alterados sustancialmente, tuvieron sus valores remensados para reflejar el cambio de práctica contable descrito en la nota explicativa 2.4.1, cuyo efecto es un aumento de R\$ 800 en el saldo de financiaciones en contrapartida de ganancias acumuladas.

17.2. Cambio y reconciliación con los flujos de efectivo de las actividades de financiación

	Saldo el 31.12.2016	Adopción del NIIF 9	Captaciones	Amortizacio nes de Principal (*)	Amortizacio nes de Intereses (*)	Cargas incurridas en el ejercicio (**)	Diferencias monetarias y cambiarias	Ajustes por diferencias de cambio	(Ganancias)/ pérdidas por cambio en el flujo	Saldo el 31.12.2017
Brasil	84.477	-	21.647	(33.986)	(7.324)	7.326	356	50	-	72.546
Extranjero	300.512	-	60.033	(81.276)	(13.577)	15.498	3.439	3.549	-	288.178
Total	384.989	-	81.680	(115.262)	(20.901)	22.824	3.795	3.599	-	360.724

	Saldo el 31.12.2017	Adopción del NIIF 9	Captaciones	Amortizacio nes de Principal (*)	Amortizacio nes de Intereses (*)	Cargas incurridas en el ejercicio (**)	Diferencias monetarias y cambiarias	Ajustes por diferencias de cambio	(Ganancias)/ pérdidas por cambio en el flujo	Saldo el 31.12.2018
Brasil	72.546	215	8.196	(18.917)	(4.465)	4.846	93	457	-	62.971
Extranjero	288.178	585	30.337	(99.436)	(16.216)	16.021	5.018	38.749	(46)	263.190
Total	360.724	800	38.533	(118.353)	(20.681)	20.867	5.111	39.206	(46)	326.161

Propiedad, planta y equipo a plazo			(510)	-	-					
Reestructuración de deuda			-	(2.205)	-					
Depósitos vinculados			-	-	(278)					
Arrendamiento financiero			-	34	-					
Flujo de efectivo de las actividades de financiación			38.023	(120.524)	(20.959)					

(*) Incluye prepagos.

(**) Incluyen las apropiaciones de la plusvalía (goodwill), los descuentos, los costos de las transacciones asociados y realización de (ganancias)/pérdidas por cambio en el flujo.

En línea con el Plan de Negocios y Gestión de la Compañía, los préstamos y financiaciones se destinan, principalmente, a la liquidación de deudas antiguas y la gestión de pasivos, buscando mejorar el perfil de la deuda y obtener mayor adecuación a los plazos de maduración de inversiones de largo plazo.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, la Compañía captó R\$ 38.023, destacándose: (i) captaciones en el mercado bancario nacional e internacional, con plazos entre 4,5 años y 6,5 años, por el valor total de R\$ 26.227; (ii) oferta de títulos en el mercado de capitales internacional (*Global Notes*) con vencimientos en 2029, por valor de R\$ 6.359 (US\$ 1.962 millones); y (iii) captación de R\$ 3.774 en financiamientos con agencias de crédito a la exportación.

Adicionalmente, la Compañía liquidó diversos préstamos y financiaciones, destacándose: (i) la recompra y/o rescate de R\$ 49.719 (US\$ 13.943 millones) de títulos en el mercado de capitales internacional, con el pago de premio neto a los titulares de los títulos que entregaron sus papeles en la operación por valor de R\$ 1.015; (ii) el prepagado de R\$ 55.116 de préstamos en el mercado bancario nacional e internacional; y (iii) prepagado de R\$ 4.932 de financiaciones junto al BNDES.

17.3. Informaciones resumidas sobre las financiaciones (pasivo corriente y no corriente)

Vencimiento en							De 5 años en adelante	Total (**)	Consolidado
	Hasta 1 año	De 1 a 2 años	De 2 a 3 años	De 3 a 4 años	De 4 a 5 años		Valor razonable		
Financiaciones en Dólares Estadunidenses (US\$)(*):	8.134	5.960	17.816	22.190	35.933	151.853	241.886	250.942	
Indexadas al tipo variable	5.264	5.708	9.788	16.888	23.926	48.632	110.206		
Indexadas al tipo fijo	2.870	252	8.028	5.302	12.007	103.221	131.680		
Tasa promedio de financiaciones	5,4%	5,9%	5,8%	5,7%	5,7%	6,5%	6,2%		
Financiaciones en Reales (R\$):	5.347	8.384	8.099	15.134	8.369	16.692	62.025	56.653	
Indexadas al tipo variable	3.561	7.423	7.110	13.855	7.487	12.028	51.464		
Indexadas al tipo fijo	1.786	961	989	1.279	882	4.664	10.561		
Tasa promedio de financiaciones	6,1%	6,1%	6,7%	6,5%	6,7%	5,9%	6,3%		
Financiaciones en Euro (€):	481	849	1.255	2.654	2.003	6.389	13.631	16.500	
Indexadas al tipo variable	4	674	-	-	-	-	678		
Indexadas al tipo fijo	477	175	1.255	2.654	2.003	6.389	12.953		
Tasa promedio de financiaciones	4,5%	4,6%	4,8%	4,9%	4,6%	4,6%	4,7%		
Financiaciones en Libra Esterlina (£):	226	-	-	-	-	8.374	8.600	8.842	
Indexadas al tipo fijo	226	-	-	-	-	8.374	8.600		
Tasa promedio de financiaciones	5,9%	-	-	-	-	6,3%	6,2%		
Financiaciones en otras monedas:	19	-	-	-	-	-	19	19	
Indexadas al tipo variable	-	-	-	-	-	-	-		
Indexadas al tipo fijo	19	-	-	-	-	-	19		
Tasa promedio de financiaciones	9,9%	-	-	-	-	-	9,9%		
Total el 31 de diciembre de 2018	14.207	15.193	27.170	39.978	46.305	183.308	326.161	332.956	
Tasa promedio de financiación	5,5%	5,9%	5,9%	5,8%	5,8%	6,4%	6,1%	-	
Total el 31 de diciembre de 2017	23.160	21.423	31.896	42.168	59.594	182.483	360.724	385.780	
Tasa promedio de financiación	5,6%	5,9%	5,9%	5,9%	5,7%	6,4%	6,1%		

(*) Incluye financiaciones en moneda nacional parametrizada a la variación del dólar.

(**) El 31 de diciembre de 2018, el plazo medio de vencimiento de las financiaciones es de 9,14 años (8,62 años al 31 de diciembre de 2017).

En 31 de diciembre de 2018, el valor razonable de las financiaciones es determinado principalmente mediante el uso de:

- Nivel 1 - precios cotizados en mercados activos, cuando aplicable, en el valor de R\$ 151.339 (R\$ 179.451 el 31 de diciembre de 2017); y
- Nivel 2 - método de flujo de efectivo descontado por tasas *spots* interpoladas de los indexadores (o *proxies*) de las respectivas financiaciones, con base en las monedas vinculadas, y por el riesgo de crédito de Petrobras, en el monto de R\$ 181.617 (R\$ 206.329 el 31 de diciembre de 2017).

El análisis de sensibilidad de los instrumentos financieros sujetos a diferencia de cambio es presentado en la nota explicativa 34.2.

17.4. Tasa promedio ponderada de la capitalización de intereses

La tasa promedio ponderada de las cargas financieras, utilizada en la determinación del monto de los costos de préstamos sin destinación específica a ser capitalizado como parte integrante de los activos en construcción, fue del 6,35% p.a. en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018 (6,16% p.a. en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017).

17.5. Líneas de crédito

Empresa	Institución financiera	Fecha de apertura	Plazo	Contratado	Utilizado	Valor
						Saldo
En el exterior (Valores en US\$ millones)						
PGT BV	CHINA EXIM	24/10/2016	23/05/2019	1.000	900	100
PGT BV	Sindicato de Bancos	07/03/2018	07/02/2023	4.350	-	4.350
PGT BV	Credit Agricole Corporate	12/04/2018	20/06/2019	400	222	178
Petrobras	New Development Bank	27/08/2018	27/08/2022	200	40	160
Total				5.950	1.162	4.788
En Brasil						
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/01/2023	2.000	-	2.000
Petrobras	Bradesco	01/06/2018	31/05/2023	2.000	-	2.000
Petrobras	Banco do Brasil	04/10/2018	05/09/2025	2.000	-	2.000
Transpetro	BNDES	07/11/2008	12/08/2041	452	204	248
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	-	329
Total				6.781	204	6.577

El 7 de marzo de 2018, PGT firmó con un sindicato de 17 bancos una línea de crédito comprometida (*revolving credit facility* - RCF) por valor de US\$ 4,35 mil millones. Esta línea puede ser sacada inmediatamente en caso de necesidad. Además, Petrobras firmó tres líneas, de R\$ 2 mil millones cada, dos con el Banco do Brasil y otra con Bradesco, que también pueden ser retiradas inmediatamente a criterio de la Compañía.

17.6. Covenants y Garantías

17.6.1. Covenants

El 31 de diciembre de 2018, la Compañía tiene obligaciones atendidas relacionadas con los contratos de deuda (*covenants*), con destaque para: (i) presentación de los estados financieros en el plazo de 90 días para los períodos intermedios, sin revisión de los auditores independientes, y de 120 días para el cierre del ejercicio, con plazos de curación que amplían esos períodos en 30 y 60 días, dependiendo del contrato; (ii) cláusula de *Negative Pledge / Permitted Liens*, donde Petrobras y sus subsidiarias materiales se comprometen a no crear gravámenes sobre sus activos para garantía de deudas más allá de los permitidos; (iii) cláusulas de cumplimiento de las leyes, reglas y reglamentos aplicables a la conducción de sus negocios incluyendo (pero no limitado) las leyes ambientales; (iv) cláusulas en contratos de financiación que exigen que tanto el tomador como el garante conduzcan sus negocios en cumplimiento de las leyes anticorrupción y las leyes antilavadas de dinero y que establezcan y mantengan políticas necesarias a tal cumplimiento; (v) cláusulas en contratos de financiación que restringen relaciones con entidades o incluso países sancionados principalmente por los Estados Unidos (incluyendo, pero no limitado al *Office of Foreign Assets Control* -OFAC) Departamento de Estado y Departamento de Comercio, por la Unión Europea y por las Naciones Unidas; y (vi) cláusulas relacionadas con el nivel de endeudamiento en determinados contratos de deudas con el BNDES.

17.6.2. Garantías

Las instituciones financieras por lo general no requieren garantías para los préstamos y financiacines concedidas a la Controladora. Sin embargo, hay préstamos concedidos por los instrumentos específicos, que tienen garantías reales. Además, los acuerdos de financiación obtenidos con el China Development Bank (CDB) también tienen garantías reales, como se describe en la Nota 19.5.

Los préstamos obtenidos por entidades estructuradas están garantizados por sus propios proyectos, así como por pignoración de derechos crediticios.

Las financiacines obtenidas en los mercados de capitales, que representan títulos emitidos por la Compañía, no tienen garantías reales.

18. Arrendamientos

18.1. Cobros / pagos mínimos de arrendamiento financiero

Compromisos Estimados			Cobros			Consolidado	Controladora
	Valor futuro	Interés anual	Valor presente	Valor futuro	Interés anual	Pagos Valor presente	Pagos Valor presente
2019	478	(245)	233	174	(85)	89	792
2020 - 2023	1.804	(754)	1.050	433	(230)	203	2.005
2024 en adelante	1.842	(344)	1.498	1.282	(859)	423	899
El 31 de diciembre de 2018	4.124	(1.343)	2.781	1.889	(1.174)	715	3.696
Corriente			233			89	792
No corriente			2.548			626	2.904
El 31 de diciembre de 2018			2.781			715	3.696
Corriente			180			84	1.261
No corriente			2.433			675	4.108
El 31 de diciembre de 2017			2.613			759	5.369

18.2. Pagos mínimos de arrendamientos operativos (sin transferencia de beneficios, riesgos y controles)

Arrendamientos operativos incluyen principalmente instalaciones de producción de petróleo y gas natural, plataformas de perforación, otros equipos de exploración y producción, buques y embarcaciones de apoyo, helicópteros, terrenos y edificios.

	Consolidado	Controladora
2019	43.133	101.258
2020	34.801	49.729
2021	32.929	46.892
2022	27.878	40.841
2023	25.180	37.367
2024 en adelante	205.653	258.146
El 31 de diciembre de 2018	369.574	534.233
El 31 de diciembre de 2017	304.398	485.306

El 31 de diciembre de 2018, los saldos de los contratos de arrendamiento operativo que aún no se habían iniciado pues los activos relacionados estaban en construcción o no estaban disponibles para uso, representan el valor de R\$ 212.435 en el Consolidado y R\$ 213.028 en la Controladora (R\$ 174.336 en el Consolidado y R\$ 174.332 en la Controladora, en 2017).

En el ejercicio de 2018, la Compañía reconoció gastos de R\$ 26.129 de arrendamiento operativo en el Consolidado y R\$ 39.509 en la Controladora (R\$ 32.674 en el Consolidado y R\$ 48.825 en la Controladora en 2017).

Las operaciones de arrendamiento operativo tienen como base normativa el CPC 06 (NIIF 16) a partir del primer de enero de 2019, conforme a la nota explicativa 6.1.

19. Partes relacionadas

La Compañía posee una política de Transacciones con Partes Relacionadas revisada y aprobada anualmente por el Consejo de Administración, que también se aplica a las demás Sociedades del Grupo Petrobras, observados sus trámites societarios, conforme a lo dispuesto en el Estatuto Social de Petrobras.

Esta política orienta a Petrobras en la celebración de Transacciones con Partes Relacionadas y en situaciones en que haya potencial conflicto de intereses en estas operaciones, para asegurar los intereses de la Compañía, alineada a la transparencia en los procesos y las mejores prácticas de Gobernanza Corporativa, con base en las siguientes reglas y principios:

- Priorización de los intereses de la Compañía independiente de la contraparte en el negocio;
- Aplicación de condiciones estrictamente conmutativas, previendo por la transparencia, equidad e intereses de la Compañía;
- Conducción de transacciones sin conflicto de intereses y en cumplimiento de las condiciones de mercado, especialmente en lo que se refiere a plazos, precios y garantías, según corresponda, o con pago compensatorio adecuado; y
- Divulgación de forma adecuada y oportuna en cumplimiento de la legislación vigente.

Las transacciones que cumplen los criterios de materialidad establecidos en la política y celebradas con coligadas, Unión, incluyendo sus entidades, fundaciones y empresas controladas, y con la Fundación Petros, son previamente aprobadas por el Comité de Auditoría Estatutaria (CAE), con reporte mensual de estos análisis al Consejo de Administración.

Las transacciones con sociedades controladas por personal clave de la administración, o miembro cercano de su familia, también son previamente aprobadas por el CAE y se notifican mensualmente al Consejo de Administración, independientemente del valor de la transacción.

En el caso específico de las transacciones con partes relacionadas que involucran a la Unión, sus entidades, fundaciones y empresas estatales federales, estas últimas cuando clasificadas como fuera del curso normal de los negocios de la Compañía por el CAE, que estén en la alzada de aprobación del Consejo de Administración, deberán ser precedidas de evaluación por el CAE y por el Comité de Accionistas Minoritarios y deberá aprobarse por lo menos 2/3 (dos tercios) de los miembros presentes del Consejo de Administración.

La política también pretende garantizar la adecuada y diligente toma de decisiones por parte de la administración de la Compañía.

19.1 Transacciones comerciales por operación con empresas del sistema (controladora)

	31.12.2018		31.12.2017			
	Corriente	No corriente	Total	Corriente	No corriente	Total
Activo						
Cuentas por cobrar						
Cuentas por cobrar, principalmente por ventas	13.451	-	13.451	11.776	-	11.776
Dividendos a recibir	1.585	-	1.585	1.161	-	1.161
Operaciones de mutuo	-	22	22	-	34	34
Anticipo para aumento de capital	-	254	254	-	-	-
Valores vinculados a la construcción de gasoducto	-	654	654	-	845	845
Arrendamiento financiero	130	-	130	103	-	103
Otras operaciones	840	429	1.269	491	466	957
Activos mantenidos para venta	-	-	-	820	-	820
Adelanto a proveedores(*)	101	9.142	9.243	-	-	-
Total	16.107	10.501	26.608	14.351	1.345	15.696
Pasivo						
Arrendamiento financiero	(771)	(2.384)	(3.155)	(1.242)	(3.592)	(4.834)
Operaciones de mutuo (**)	(9.529)	-	(9.529)	-	(3.315)	(3.315)
Pago anticipado de exportaciones	(66.764)	(136.983)	(203.747)	(37.373)	(112.835)	(150.208)
Proveedores	(13.390)	-	(13.390)	(9.525)	-	(9.525)
Compras de petróleo, derivados y otras	(8.147)	-	(8.147)	(5.001)	-	(5.001)
Arrendamiento de plataformas	(4.544)	-	(4.544)	(3.927)	-	(3.927)
Anticipos de clientes	(699)	-	(699)	(597)	-	(597)
Otras operaciones	(42)	(452)	(494)	(69)	(439)	(508)
Pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	(44)	-	(44)
Total	(90.496)	(139.819)	(230.315)	(48.253)	(120.181)	(168.434)

(*) Incluye anticipos concedidos a la PNBV y sus inversiones para la nacionalización de las plataformas P-67, P69, P-74, P-75, P-76 y P-77 como parte del plan de transferencia de los activos de las subsidiarias en el exterior para Petrobras (Repetro Sped) según nota explicativa 21.4 Nuevo modelo tributario para la industria de petróleo y gas.

(**) Aumento relativo a la operación de mutuo entre Petrobras y PGT realizada en diciembre de 2018.

Resultado	Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2017
Ingresos, principalmente ventas	164.630	134.264
Diferencias monetarias y cambiarias, netas	(10.237)	(4.405)
Ingresos (gastos) financieros, netos	(11.390)	(10.297)
Total	143.003	119.562

19.2. Transacciones comerciales por empresa (controladora)

	Activo Corriente	Activo No corriente	31.12.2018 Activo Total	31.12.2017 Activo Total	Pasivo Corriente	Pasivo No corriente	31.12.2018 Pasivo Total	31.12.2017 Pasivo Total
Subsidiarias (*)								
BR	1.714	-	1.714	1.566	(222)	-	(222)	(307)
PIB BV	5.649	137	5.786	6.330	(77.697)	(136.983)	(214.680)	(154.072)
Gaspetro	1.156	104	1.260	953	(435)	-	(435)	(372)
PNBV	3.524	9.157	12.681	1.812	(6.564)	-	(6.564)	(4.281)
Transpetro	557	161	718	1.011	(1.163)	-	(1.163)	(1.216)
Logigás	128	654	782	1.149	(142)	-	(142)	(238)
Termoeléctricas	95	22	117	86	(187)	(639)	(826)	(1.012)
Fundo de Investimento Imobiliário	135	-	135	98	(141)	(1.109)	(1.250)	(1.483)
TAG	551	-	551	612	(1.344)	-	(1.344)	(1.068)
PDET Off Shore (**)	-	-	-	-	-	-	-	(837)
Otras subsidiarias	1.893	266	2.159	1.723	(1.227)	-	(1.227)	(679)
Total Subsidiarias	15.402	10.501	25.903	15.340	(89.122)	(138.731)	(227.853)	(165.565)
Entidades Estructuradas								
CDMPI	-	-	-	-	(478)	(636)	(1.114)	(1.562)
Total entidades estructuradas	-	-	-	-	(478)	(636)	(1.114)	(1.562)
Asociadas y Negocios en Conjunto								
Asociadas del sector petroquímico	326	-	326	172	(14)	-	(14)	(34)
Otras asociadas y Negocios en Conjunto	379	-	379	184	(882)	(452)	(1.334)	(1.273)
Total asociadas	705	-	705	356	(896)	(452)	(1.348)	(1.307)
Total	16.107	10.501	26.608	15.696	(90.496)	(139.819)	(230.315)	(168.434)

(*) Incluye sus subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas y negocios en Conjunto.

(**) El 23 de agosto de 2017, Petrobras adquirió acciones de PDET Offshore S.A., que dejó de ser una Entidad Estructurada para ser una controlada con un 100% de participación. El 11 de diciembre de 2018 la PDET Off Shore S.A. fue incorporada por Petrobras.

19.2.1. Resultado

	Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2017
Subsidiarias		
BR	81.631	69.573
PIB BV	30.601	23.871
Gaspetro	9.135	7.565
PNBV	1.222	2.199
Transpetro	950	916
Logigás	108	32
Termoeléctricas	(116)	(162)
Fundo de Investimento Imobiliário	(89)	(190)
TAG	84	205
PDET Off Shore	(96)	(100)
Otras subsidiarias	4.864	2.788
	128.294	106.697
Entidades Estructuradas		
CDMPI	(265)	(310)
	(265)	(310)
Asociadas y Negocios en Conjunto		
Asociadas del sector petroquímico	14.395	12.782
Otras asociadas y Negocios en Conjunto	579	393
	14.974	13.175
Total	143.003	119.562

19.3. Tasas anuales de operaciones de mutuo

	Activo		Controladora Pasivo	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Hasta 5%	-	-	(9.529)	-
De 5,01% a 7%	-	-	-	(3.315)
Por encima del 9,01%	22	34	-	-
Total	22	34	(9.529)	(3.315)

19.4. Fondo de inversión en derechos crediticios no estandarizados (FIDC-NP)

La Controladora mantiene recursos invertidos en el FIDC-NP destinados principalmente a la adquisición de derechos crediticios devengados y/o no devengados de operaciones realizadas por controladas del Grupo Petrobras. Los valores invertidos están registrados en cuentas por cobrar.

Las cesiones de derechos crediticios, devengados y no devengados, están registradas como financiaci3nes en el pasivo corriente.

	Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017
Cuentas a cobrar, netas	9.845	14.222
Cesiones de derechos crediticios	(23.920)	(25.499)

	2018	2017
	Ene-Dic	Ene-Dic
Ingresos financieros FIDC-NP	834	1.179
Gastos financieros FIDC-NP	(1.344)	(1.965)
Resultado financiero	(510)	(786)

19.5. Garantías concedidas

Petrobras tiene por procedimiento otorgar garantías a las subsidiarias y controladas para algunas operaciones financieras realizadas en Brasil y en el exterior.

Las garantías ofrecidas por Petrobras, principalmente personales, se efectúan con base en cláusulas contractuales que soportan las operaciones financieras entre las subsidiarias/controladas y terceros, garantizando la asunción del cumplimiento de la obligación de tercero, caso el deudor original no lo haga.

Las operaciones financieras realizadas por estas subsidiarias y garantizadas por Petrobras presentan los siguientes saldos a liquidar:

Fecha de vencimiento de las operaciones						31.12.2018	31.12.2017
	PGF (*)	PGT (**)	PNBV	TAG	Otros	Total	Total
2018	-	-	-	-	-	-	1.780
2019	1.281	-	-	-	-	1.281	7.926
2020	1.175	-	362	-	3.569	5.106	15.497
2021	9.030	-	484	-	654	10.168	22.722
2022	7.689	-	3.875	3.179	387	15.130	40.152
2023	14.097	5.102	2.360	-	970	22.529	28.994
2024 en adelante	121.381	54.199	-	-	68	175.648	146.318
Total	154.653	59.301	7.081	3.179	5.648	229.862	263.389

(*) Petrobras Global Finance B.V., subsidiaria de PIB BV.

(**) Petrobras Global Trading B.V., subsidiaria de PIB BV.

PGT, subsidiaria de propiedad total de Petrobras, ofrece garantía real en 2 operaciones de financiación que Petrobras obtuvo del *China Development Bank* (CDB), con vencimientos en 2026 y 2027, teniendo como objeto de garantía sus futuras cuentas por cobrar por las ventas de petróleo crudo, con origen de exportaciones de Petrobras, a los compradores específicos (máximo de 200.000 bbl/d hasta 2019, máximo de 300.000 bbl/d de 2020 hasta 2026 y 100.000 bbl/d en 2027), con el valor de la garantía limitado al saldo deudor de la deuda, que a 31 de diciembre de 2018 es de R\$ 38.825 (US\$ 10.020 millones), y en 31 de diciembre de 2017 era de R\$ 35.775 (US\$ 10.815 millones).

Se destaca que el 30 de enero de 2018 se liquidó el saldo de US\$ 2,8 mil millones del financiamiento que iba a vencer en 2019.

En línea con el Plan de Negocios y Gestión de la Compañía, el alargamiento de los plazos de garantías está asociado a la mejora del perfil de la deuda, conforme a la nota explicativa 17.

19.6. Inversiones en títulos de deudas de controladas

El 31 de diciembre de 2018, una controlada de PIB BV mantenía recursos directamente invertidos o por medio de fondo de inversión en el exterior que tenía, entre otros, títulos de deuda de la controlada PDET y de entidades estructuradas consolidadas, relacionados principalmente con los proyectos CDMPI y Charter (además de títulos de deuda de PGF al 31 de diciembre de 2017), equivalentes a R\$ 5.744 (R\$ 4.675 el 31 de diciembre de 2017).

19.7. Transacciones con negocios conjuntos, asociadas, entidades gubernamentales y fondos de pensión

La Compañía lleva a cabo, y espera seguir para llevar a cabo negocios en el curso ordinario de varias operaciones realizadas con sus empresas conjuntas, empresas asociadas, fondos de pensiones, así como con su accionista controlador, el gobierno federal de Brasil, que incluye las transacciones con los bancos y otras entidades bajo su control, tales como financiaciones y servicios bancarios, gestión de activos y otros.

Las transacciones significativas resultaron en los saldos siguientes:

	31.12.2018		Consolidado 31.12.2017	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Negocios conjuntos y asociadas				
Distribuidoras estatales de gas	1.189	440	971	468
Empresas del sector petroquímico	350	26	194	53
Otros negocios conjuntos y asociadas	1.102	2.882	587	2.286
Subtotal	2.641	3.348	1.752	2.807
Entidades gubernamentales				
Títulos gubernamentales	7.588	-	5.631	-
Bancos controlados por el Gobierno Federal	28.846	40.035	19.317	49.375
Cuentas por cobrar del Sector Eléctrico (nota explicativa 8.4)	17.051	-	17.362	1
Cuenta petróleo y alcohol - Créditos con el Gobierno Federal	1.191	-	829	-
Subvención del Diesel	1.550	-	-	-
Gobierno Federal (Dividendos)	-	1.254	-	-
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	-	557	-	-
Otros	248	474	149	716
Subtotal	56.474	42.320	43.288	50.092
Planes de pensión	229	372	226	311
Total	59.344	46.040	45.266	53.210
Activo corriente	16.837	9.796	8.347	6.659
Activo no corriente	42.507	36.244	36.919	46.551

A continuación se presenta el efecto en el resultado de las transacciones significativas:

	Consolidado	
	Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2017
Negocios conjuntos y asociadas		
Distribuidoras estatales de gas	8.464	7.040
Empresas del sector petroquímico	13.778	12.273
Otros negocios conjuntos y asociadas	(3.287)	(2.043)
Subtotal	18.955	17.270
Entidades gubernamentales		
Títulos gubernamentales	393	488
Bancos controlados por el Gobierno Federal	(3.234)	(4.678)
Cuentas por cobrar del Sector Eléctrico	6.365	2.055
Cuenta petróleo y alcohol - Créditos con el Gobierno Federal	362	4
Subvención del Diesel	6.017	-
Gobierno Federal (Dividendos)	13	-
Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA	(1.756)	-
Otros	513	705
Subtotal	8.673	(1.426)
Planes de pensión	-	1
Total	27.628	15.845
Ingresos, principalmente ventas	32.327	23.995
Adquisiciones y servicios	(8.294)	(5.105)
Diferencias monetarias y cambiarias, netas	(1.150)	759
Ingresos (gastos) financieros, netos	4.745	(3.804)
Total	27.628	15.845

En adición a las transacciones presentadas, Petrobras y la Unión firmaron, en 2010, el Contrato de Cesión Onerosa, por el cual la Unión cedió a Petrobras el derecho de ejercer las actividades de investigación y extracción de hidrocarburos en el área del pre-sal, con producción limitada al volumen máximo de 5 mil millones de barriles equivalentes de petróleo. Véase la nota explicativa 12.4 para más informaciones sobre el Contrato de Cesión Onerosa.

La Compañía participó, en el transcurso de 2018, de tres procesos competitivos y, posteriormente, de la segunda subasta de venta de petróleos de la Unión, todos promovidos por la Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA, representante de la Unión. En los tres primeros procesos, se adquirieron aproximadamente 200 mil m³ de petróleo Mero, mientras que en el contrato a largo plazo, de septiembre de 2018 a agosto de 2021, derivado de la segunda subasta, el volumen es del orden de 1,781 millones de m³ de petróleos Mero y Sapinhoá, con valor estimado de R\$ 2.942.

El 27 de noviembre de 2018, Petrobras firmó contrato de arrendamiento con la Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), para la concesión de uso de terreno de áreas donde está instalado el Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello - CENPES. Este contrato tendrá una duración de 50 años, prorrogable por igual período, con un valor total estimado de R\$ 787.

19.7.1. Programa de subvención económica a la comercialización al diesel

En 2018, la Compañía evaluó los riesgos y se adhirió al programa de subvención económica a la comercialización de aceite diesel en el territorio nacional establecido por el Gobierno Federal. Este programa permitió el resarcimiento a los productores y a los importadores de aceite diesel que comprobaron los precios de venta de dicho derivado a las distribuidoras iguales o inferiores al precio fijado por la Unión. El cálculo de la subvención fue determinada en diferentes fases y parámetros como se indica a continuación:

Fase	Período	Metodología de cálculo	Regulación
1ª fase	1º a 7 de junio de 2018	R\$ 0,07 centavos por litro	Decreto 9.392/2018
2ª fase	8 de junio a 31 de julio de 2018	Diferencia entre el precio de referencia establecido por la ANP (PR) y el precio de comercialización (PC), limitada a R\$ 0,30 centavos por litro	Decreto 9.403/2018
3ª fase	1º de agosto a 31 de diciembre de 2018	Diferencia entre PR y PC limitada a R\$ 0,30 centavos por litro, teniendo en cuenta PIS, Cofins y diferencias superiores al límite calculadas anteriormente (parcela fija)	Decreto 9.454/2018

El precio de referencia determinado por la ANP tiene como base la cotización internacional del diesel y del dólar estadounidense. A partir de la tercera fase del programa, el subsidio quedó restringido a la comercialización del aceite diesel de carretera y su cálculo pasó a considerar la llamada parcela fija que refleja diferencias superiores a R\$ 0,30 anteriormente apuradas, además de PIS y COFINS.

La recepción de la subvención fue condicionada a la disponibilidad de la ANP de toda la información necesaria para comprobar la regularidad fiscal y la aplicación de los precios comercializados conforme a la legislación. El cálculo de la subvención tuvo como base periodo de hasta treinta días, siendo el resarcimiento en hasta quince días hábiles después de la recepción de toda la documentación necesaria, si no hay rectificación.

El 10 de octubre de 2018, la ANP rechazó el pago a la Compañía de los R\$ 63 referentes a la subvención económica del periodo del 1º al 7 de junio de 2018, por entender que la Compañía no atendió a sus requerimientos. La Compañía está buscando medidas apropiadas para posibilitar el reconocimiento y recepción de dicho importe.

El reconocimiento de estos ingresos se produjo en la medida en que el diesel fue vendido y entregado a las distribuidoras, y el derecho al resarcimiento en función de la venta fue reconocido en cuentas por cobrar. La Compañía reconoció en 2018 el total de R\$ 6.017 como ingreso relativo al programa (ver nota 22), comprendiendo las ventas en la segunda fase y tercera fase. De ese valor, R\$ 4.464 fueron recibidos hasta diciembre de 2018, y el resto fue recibido hasta febrero de 2019.

19.7.2. Cuentas petróleo e alcohol – Unión Federal

La Medida Provisional nº 2.181, de 24 de agosto de 2001, autorizó a la Unión Federal la emisión de títulos del Tesoro Nacional a favor de Petrobras con la finalidad de garantizar el pago de eventual saldo deudor de la Cuenta Petróleo y Alcohol, existente el 30 de junio de 2003. La liquidación de eventual saldo deudor podrá ser quitado por la Unión, a criterio del Ministerio de Hacienda, mediante compensación con otros importes que Petrobras acaso deba a la Unión Federal, en la época del encuentro de cuentas, inclusive los relativos a tributos o una combinación de las operaciones anteriores.

Con el fin de concluir el encuentro de cuentas con la Unión, Petrobras prestó toda la información requerida por la *Secretaria do Tesouro Nacional* - STN, para dirimir las divergencias aún existentes entre las partes.

Considerando que se ha agotado el procedimiento de negociación entre las partes, en el ámbito administrativo, la Administración de la Compañía decidió por la recaudación judicial de dicho crédito, para liquidación del saldo de la cuenta de petróleo y alcohol, y para ello, se procedió a la acción judicial en julio de 2011.

En la sentencia judicial de 28 de octubre de 2016, el Juez acogió la manifestación del perito judicial, alejando la compensación del crédito requerido por la Unión relacionado a la supuesta deuda de la extinta Petrobras Comercio Internacional S.A. - Interbrás.

El 18 de julio de 2017, la Unión Federal ingresó con recurso de apelación ante el Tribunal Regional Federal (TRF).

En julio de 2018, el TRF mantuvo la sentencia de 2016 que alejó la compensación del crédito requerido por la Unión, determinando el pago del importe debido, corregido a partir de 2004 por el IPCA-E, más los intereses a partir de agosto de 2011, ambos de acuerdo con el Manual de Cálculos de la Justicia Federal. El proceso se llevó a cabo en septiembre de 2018.

En septiembre de 2018, el Supremo Tribunal Federal (STF) suspendió la decisión que trataba de la utilización del IPCA-E contra la Hacienda Pública en otro proceso que Petrobras no es parte, pero cuya decisión proyecta efectos sobre todas las demandas contra la Hacienda Pública.

De esta forma, durante el ejercicio de 2018, la Compañía reconoció solamente los ingresos de intereses por el monto de R\$ 344 y mantuvo la actualización por la TR mientras no hay una decisión definitiva por el STF con relación al IPCA-E. El activo contingente de la actualización con relación al IPCA-E totaliza R\$ 1.033 al 31 de diciembre de 2018.

En 31 de diciembre de 2018, el monto a ser resarcido por la Unión Federal es de R\$ 1.191 (R\$ 829 al 31 de diciembre de 2017).

19.8. Remuneración del personal clave de la Compañía

Remuneración de la administración

El plan de cargos y salarios y de beneficios y ventajas de Petrobras y la legislación específica establecen los criterios para todas las remuneraciones asignadas por la Compañía a sus empleados y dirigentes.

Las remuneraciones de empleados, incluyendo los ocupantes de funciones gerenciales, y dirigentes de Petrobras relativas a los meses de diciembre de 2018 y 2017 fueron las siguientes:

Remuneración por empleado	Expresado en reales	
	Dic/2018	Dic/2017
Menor remuneración	3.707,32	3.131,40
Remuneración promedio	18.892,94	18.151,73
Mayor remuneración	103.659,27	99.490,61
Remuneración por directivo de Petrobras (mayor)	116.761,20	116.761,20

Las remuneraciones totales de los miembros del consejo de administración y del directorio ejecutivo de Petrobras (Controladora) se basan en las directrices establecidas por la *Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - SEST*, del *Ministério da Economia* y por el *Ministério de Minas e Energia* y fueron las siguientes:

	Ene-Dic/2018			Ene-Dic/2017		
	Directorio Ejecutivo	Consejo de Administración	Total	Directorio Ejecutivo	Consejo de Administración	Total
Salarios y beneficios	13,0	1,0	14,0	12,2	0,9	13,1
Cargas sociales	3,7	0,2	3,9	3,5	0,1	3,6
Pensión	1,0	-	1,0	1,0	-	1,0
Remuneración variable	5,3	-	5,3	-	-	-
Beneficios motivados por la cesación del ejercicio del cargo	2,0	-	2,0	-	-	-
Remuneración total	25,0	1,2	26,2	16,7	1,0	17,7
Remuneración total - pago realizado	17,6	1,2	18,8	16,7	1,0	17,7
Número de miembros - media en el período (*)	7,92	10,08	18,00	7,92	9,00	16,92
Número de miembros remunerados - media en el período (**)	7,92	6,00	13,92	7,92	5,75	13,67

(*) Corresponde a la media del período del número de miembros considerados mensualmente.

(**) Corresponde a la media del período del número de miembros remunerados considerados mensualmente.

En el ejercicio de 2018, los gastos consolidados con los honorarios de los directores y de los consejeros del Sistema Petrobras ascendieron a R\$ 88,9 (R\$ 77,4 en el ejercicio de 2017).

La Asamblea General Ordinaria de Petrobras, celebrada el 26 de abril de 2018, fijó la remuneración de los administradores (Directorio Ejecutivo y Consejo de Administración) en hasta R\$ 28,3 como límite global de remuneración a ser pagada en el período comprendido entre abril de 2018 y marzo de 2019, además de aprobar el aumento del número de integrantes del Consejo de Administración que pasó a contar con hasta 11 participantes.

La remuneración de los miembros de los Comités de Asesoramiento al Consejo de Administración debe ser considerada fuera del límite global de remuneración fijado para los administradores, es decir, los valores percibidos no son clasificados como remuneración de los administradores.

Los honorarios mensuales del Comité de Auditoría se fijan en 10% de la remuneración media mensual de los miembros del Directorio Ejecutivo, excluidos los valores relativos al adicional de las vacaciones y beneficios.

El 4 de octubre de 2018, la Asamblea General Extraordinaria aprobó la reforma en el Estatuto Social de Petrobras con la creación del Comité de Auditoría Estatutaria del Conglomerado Petrobras, en atención a la Ley 13.303/16, con el propósito de ejercer sus atribuciones de auxiliar al consejo de administración en los asuntos de las sociedades del Conglomerado Petrobras que no poseen CAE local. La remuneración se fijó en 40% para el Presidente del Comité y 30% para los demás miembros, sobre la remuneración media mensual de los miembros del Directorio Ejecutivo, excluidos los valores relativos a adicional de vacaciones y beneficios.

Los miembros del Consejo de Administración que participen en el Comité de Auditoría Estatutaria o del Comité de Auditoría Estatutaria del Conglomerado Petrobras renuncian a la remuneración de Consejero de Administración, conforme establece el art. 38, § 8º del Decreto nº 8.945, de 27 de diciembre de 2016, y los mismos tuvieron derecho a una remuneración total de R\$ 701 mil en el periodo de enero a diciembre de 2018 (R\$ 841 mil, con las cargas sociales).

El Consejo de Administración aprobó el programa de remuneración variable (PRV) para los miembros del Directorio Ejecutivo de Petrobras para el ejercicio de 2018. La remuneración a pagar varía según el porcentaje de cumplimiento de los objetivos financieros y operativos. El 31 de diciembre, la Compañía alcanzó los requisitos previos para generar el pago diferido en cinco años a partir de 2019, según prevé el programa.

El beneficio motivado por el cese del ejercicio del cargo en el valor de R\$ 2 se refiere a cuarentena remuneratoria aprobada, por el plazo de seis meses, en cumplimiento de la Ley nº 12.813, de 16/05/2013, que dispone sobre el conflicto de intereses en el ejercicio de cargo o empleo del Poder Ejecutivo Federal y impedimentos posteriores al ejercicio del cargo o empleo.

Compromiso de Indemnidad

El estatuto social de la Compañía establece la obligación de indemnizar y mantener con indemnidad a sus administradores, miembros con funciones estatutarias y demás empleados y prepuestos que legalmente actúen por delegación de los administradores de la Compañía, para hacer frente a determinados gastos relacionados con procesos arbitrales, judiciales o administrativos que impliquen actos practicados en el ejercicio de sus atribuciones o poderes, desde la fecha de su posesión o del inicio del vínculo contractual con la Compañía.

El período de cobertura del contrato se inició el 18 de diciembre de 2018 y sigue hasta que ocurran los eventos siguientes, lo que suceda por último: (i) el final del quinto año después de la fecha en que el Beneficiario deje, por cualquier motivo, de ejercer el mandato, función o cargo; (ii) el plazo necesario para el tránsito en juzgado de cualquier Proceso en el cual el Beneficiario sea parte en razón de la práctica de Acto Regular de Gestión; o (iii) el plazo prescripcional previsto en la ley para los eventos que puedan generar las obligaciones de indemnización por la Compañía, incluyendo, pero no limitándose, al plazo penal prescriptivo aplicable, aunque dicho plazo sea aplicado por autoridades administrativas. La máxima exposición establecida por la Compañía (límite global para todas las eventuales indemnizaciones) hasta abril de 2020 es de R\$ 1.955.

Los contratos de indemnización no tendrán: (i) actos con cobertura de póliza de seguro contratada por la Compañía, conforme formalmente reconocido e implementado por la aseguradora (ii) haya la práctica de actos fuera del ejercicio regular de las atribuciones o poderes de los Beneficiarios; (iii) haya la práctica de acto con mala fe, dolo, culpa grave o fraude por parte de los Beneficiarios; (iv) haya la práctica de acto en interés propio o de terceros, en detrimento del interés social de la Compañía; (v) haya la obligación de pago de indemnizaciones derivadas de acción social prevista en el artículo 159 de la Ley 6.404/76 o al resarcimiento de los perjuicios de que trata el art. 11, § 5º, II de la Ley nº 6.385/76; (vi) otros casos en que se configura situación de manifiesto conflicto de interés con la Compañía. Es importante señalar que, tras una decisión final irrecurrible, quedar comprobado que el acto practicado por el beneficiario no es susceptible de indemnización, el beneficiario está obligado a devolver a la Compañía los valores adelantados.

En cuanto a los posibles conflictos de interés, es importante mencionar que la Compañía podrá contratar profesionales externos, con reputación reconocida, imparcial e independiente y con robusta experiencia para analizar eventual pleito de indemnización, para analizar si el acto será o no susceptible de cobertura. Además, el beneficiario de la cobertura está impedido de participar en las reuniones o discusiones que versen sobre la aprobación del pago de sus propios gastos.

20. Provisiones para desmantelamiento de áreas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Saldo inicial	46.785	33.412	45.677	32.615
Revisión de provisión	15.722	13.522	15.730	13.272
Transferencias de pasivos mantenidos para venta (*)	(4.650)	(379)	(3.610)	(379)
Utilización por pagos	(1.761)	(2.265)	(1.761)	(2.183)
Actualización de intereses	2.358	2.418	2.296	2.352
Otros	183	77	-	-
Saldo final	58.637	46.785	58.332	45.677

(*) Incluye transferencias relativas a la Cuenca de Campos (R\$ 3.294); concesiones en Rio Grande do Norte (R\$ 273); y campo de Lapa (R\$ 43), conforme a la nota explicativa 10.2.

La Compañía revisa anualmente, con fecha al 31 de diciembre, sus costos estimados asociados con desmantelamiento de áreas de producción de petróleo y gas, junto con su proceso de certificación anual de las reservas, o cuando hay indicios de cambios en sus premisas.

En 2018, la revisión de la provisión resultó en un aumento de R\$ 15,7 mil millones, en función principalmente de los siguientes factores: (i) aumento de R\$ 5,7 mil millones atribuible a la depreciación del Real frente al Dólar Estadounidense, con impacto directo en los costes en dólar; (ii) aumento de R\$ 6,2 mil millones resultante de la revisión de alcance y cronograma de descomisionamientos intermedios, en campos productores; (iii) aumento de R\$ 7 mil millones en los costos estimados para descomisionamientos de equipos, en curso o próximos a ser ejecutados. Estos factores fueron parcialmente compensados por el efecto de la postergación de la vida útil económica de algunos campos de producción por valor de R\$ 3 mil millones, cuyo aumento se debió de mejores precios estimados para las corrientes de petróleo, revisión de la estimación futura de declinación de la producción y menores costos operativos.

21. Impuestos

21.1. Impuestos Corrientes

Impuesto sobre la renta y contribución social

	Activo Corriente		Pasivo Corriente		Consolidado Pasivo No Corriente	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
En el país						
Impuestos sobre las ganancias	2.840	1.464	257	130	-	-
Programas de regularización de deudas federales	-	-	216	753	2.139	2.219
	2.840	1.464	473	883	2.139	2.219
En el exterior	23	120	344	107	-	-
Total	2.863	1.584	817	990	2.139	2.219

Otros impuestos y contribuciones	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Consolidado Pasivo no corriente *	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Impuestos en Brasil:								
ICMS / ICMS diferido	3.028	3.089	2.714	2.338	3.574	3.377	-	-
PIS y COFINS/ PIS y COFINS diferidos	1.714	2.711	10.337	7.548	1.196	2.711	-	-
CIDE	84	47	-	-	195	344	-	-
Participación especial/Royalties	-	-	-	-	6.807	5.311	-	-
Impuesto a las ganancias y contribución social retenidos en la fuente	-	-	-	-	1.194	520	-	-
Programas de regularización de deudas federales (**)	-	-	-	-	6	2.144	-	-
Otros	134	566	612	237	712	545	414	284
Total en Brasil	4.960	6.413	13.663	10.123	13.684	14.952	414	284
Impuestos en el exterior	60	65	54	48	94	94	-	-
Total	5.020	6.478	13.717	10.171	13.778	15.046	414	284

(*) Os valores de otros impuestos y contribuciones en el pasivo no corriente se clasifican en "Otras cuentas y gastos a pagar".

(**) Valor de R\$ 6 del REFIS (Programa de Recuperación Fiscal)

21.2. Programas de regularización de deudas federales

En 2018, se liquidó la mayor parte de los saldos relativos a los débitos incluidos en programas de regularización tributaria de débitos, instituidos en 2017, y que permitieron a la Compañía encerrar relevantes disputas judiciales con reducción de intereses, multas y cargas legales, así como con utilización de créditos de pérdida fiscal junto a *Receita Federal do Brasil* (RFB), *Procuradoria Geral da Fazenda Nacional* (PGFN) y de instituciones y fundaciones públicas federales.

Medida Provisional	Convertida en Ley	Programas	Deudas Existentes	Beneficio de reducción	Valor a ser pagado, después del beneficio
766/17	-	Instituyó el Programa de Regularização Tributária (PRT) (*)	1.660	-	1.660
783/17	13.496/17	Instituyó el Programa Especial de Regularização Tributária (PERT)	7.259	3.285	3.974
780/17	13.494/17	Instituyó el Programa de Regularização de Débitos não Tributários (PRD)	1.076	358	718
795/17	13.586/17	Regularización de IRRF sobre remesas al exterior para el pago de fletamento de embarcaciones	28.141	26.418	1.723
			38.136	30.061	8.075

(*) Beneficio de pago de 80% de los débitos con créditos de pérdida fiscal.

A continuación se presenta el movimiento de las obligaciones de la Compañía referentes a los programas de regularización de deudas federales:

	31.12.2017	Pago	Pérdida Fiscal	Actualización Monetaria	Otros	Consolidado 31.12.2018
PRT						
IRPJ/CSLL	507	-	(504)	-	1	4
PERT						
IRPJ/CSLL	2.461	(207)	-	156	(59)	2.351
Otros impuestos	131	(195)	-	7	57	-
	2.592	(402)	-	163	(2)	2.351
PRD						
Participaciones especiales y royalties	288	(310)	-	6	16	-
Ley n° 13.586/17						
IRRF	1.723	(1.835)	-	62	50	-
Total	5.110	(2.547)	(504)	231	65	2.355
Corriente	2.891					216
No Corriente	2.219					2.139

Los saldos relativos a los programas de regularización de deudas federales presentan los siguientes plazos de vencimiento:

	2019	2020	2021	2022	2023	A partir de 2024	Consolidado TOTAL
PRT	4	-	-	-	-	-	4
PERT	212	212	212	212	212	1.291	2.351
TOTAL	216	212	212	212	212	1.291	2.355

21.2.1. Programa de Regularização Tributária (PRT)

El PRT permitió la inclusión de débitos de naturaleza tributaria y no tributaria, junto a la RFB y PGFN vencidos hasta el 30 de noviembre de 2016.

La Compañía incluyó en este programa procesos en la esfera administrativa, cuyas expectativas de pérdidas, en su mayoría, eran consideradas como probables, en el monto de R\$ 1.660, siendo R\$ 332 en especie y R\$ 1.328 con el beneficio de la utilización de créditos de pérdida fiscal, de los cuales R\$ 507 quedaba para compensación tan pronto como se publicara la reglamentación de la consolidación del PRT por la RFB.

Con la adhesión, en mayo de 2017, hubo la reversión de los procesos judiciales provisionados por el monto de R\$ 1.560 y el impacto negativo de resultado fue de R\$ 264, neto de efectos fiscales.

En junio de 2018, ocurrió la reglamentación por medio de la Instrucción Normativa n° 1.809/18, siendo dicha compensación realizada al final de junio de 2018.

21.2.2. Programa Especial de Regularização Tributária (PERT)

El PERT permitió la inclusión de débitos de naturaleza tributaria y no tributaria, junto a la RFB ya la PGFN, vencidos hasta el 30 de abril de 2017, constituidos o no, en discusión administrativa o judicial.

La Compañía incluyó inicialmente en este programa el proceso judicial de R\$ 6.541, relacionado al auto de infracción de la RFB sobre la dedutibilidad integral de las obligaciones asumidas por la Compañía en 2008 en los Términos de Compromisos Financieros (TCF), celebrados con Petros y entidades representantes de los empleados, en la base de cálculo del IRPJ y de la CSLL, optando por la modalidad de pago del 20% hasta el 31 de diciembre de 2017 y el resto, con reducciones, en 145 parcelas mensuales y sucesivas, más intereses, a partir de enero de 2018. Además, con la prórroga del plazo de adhesión, a través de la Medida Provisional 807/17, la Compañía incluyó débitos administrativos por la RFB que tuvieron decisiones desfavorables, con alteración de su expectativa de pérdida probable, por el monto de R\$ 718, que después de beneficios de reducciones se liquidaron en el monto de R\$ 394, con pago de R\$ 325 hasta enero de 2018 y el saldo restante en 141 parcelas.

De esta forma, el impacto negativo en el resultado de 2017 fue de R\$ 5.905, después de la adhesión neta de los efectos fiscales, revisión del procedimiento adoptado por Petrobras para los ejercicios de 2012 a 2017, que no generó efecto sobre el efectivo, sino sólo sobre el saldo de la pérdida fiscal, además de la actualización monetaria.

21.2.3. Programa de Regularização de Débitos não Tributários (PRD)

El PRD abarca débitos de naturaleza no tributaria, en discusión administrativa o judicial, junto a autarquias y fundaciones públicas federales, vencidos hasta el 25 de octubre de 2017.

La Compañía incluyó en este programa débitos relativos a participaciones especiales y *royalties* incidentes sobre la producción de petróleo y gas natural, cuyas expectativas de pérdida estaban clasificadas como probables, en el total de R\$ 1.076, que después de aplicados los beneficios de reducción de intereses, multas y cargas legales, se liquidaron con un pago de R\$ 718, del cual R\$ 288 fue en enero de 2018 actualizado por la tasa SELIC. De esta forma, el impacto negativo en el resultado de 2017 fue de R\$ 519, tras la adhesión neta de los efectos fiscales.

21.2.4. Programa de Parcelamiento instituido por el art. 3° de la Ley n° 13.586/17

Por medio de la Ley n° 13.586 del 28 de diciembre de 2017, se instituyó el programa de parcelamiento para pago del IRRF sobre remesas al exterior referentes a contratos de fletamento de embarcaciones que excedieron los porcentajes legales, posibilitando así la regularización de hechos generadores ocurridos en el período de 2008 a 2014.

La Compañía decidió por la adhesión al programa, basada en los beneficios económicos identificados, así como en la posibilidad de cierre de las contingencias y de las potenciales discusiones sobre el tema ante el fisco federal. Así, la Compañía realizó el pago de R\$ 1.723 en 12 parcelas de R\$ 144, más los intereses actualizados por la tasa SELIC. De esa forma, el impacto negativo en el resultado de 2017 fue de R\$ 1.137, después de la adhesión neta de los efectos fiscales.

21.2.5. Efectos de los programas en la ganancia del ejercicio de 2017

	Consolidado				
	PRT	PERT	PRD	Ley n° 13.586/17	Total
Costo de ventas	-	-	(412)	-	(412)
Gastos por impuestos	(544)	(1.169)	(80)	(1.048)	(2.841)
Resultado financiero	(802)	(990)	(226)	(675)	(2.693)
IRPJ/CSLL - principal del auto de infracción	(314)	(1.815)	-	-	(2.129)
Total de la adhesión con reducción	(1.660)	(3.974)	(718)	(1.723)	(8.075)
Efecto del PIS/COFINS sobre valor de la amnistía	-	(222)	(21)	-	(243)
IRPJ/CSLL - beneficio fiscal por deducibilidad, neto	(164)	614	220	586	1.256
Otros ingresos y gastos netos – reversión de provisión (*)	1.560	35	-	-	1.595
Adhesión neta con efectos tributarios	(264)	(3.547)	(519)	(1.137)	(5.467)
IRPJ/CSLL – reversión de la pérdida fiscal (2012 hasta 2017)	-	(2.287)	-	-	(2.287)
Efecto total en la adhesión	(264)	(5.834)	(519)	(1.137)	(7.754)
Actualización monetaria	-	(71)	-	-	(71)
Efecto total en el resultado	(264)	(5.905)	(519)	(1.137)	(7.825)

21.3. Programas de amnistías estatales

En el periodo terminado en 2018, Petrobras, en cumplimiento al proceso actual de gobernanza y en el análisis de la relación costo y beneficio, se ha adherido a los programas de amnistías y de remisión estatal para pago en efectivo de débitos de ICMS como se indica abajo:

Estado	Ley Estadual / Decreto n°	Beneficios recibidos	Deudas Existentes	Beneficio de reducción	Monto pagado, después del beneficio (*)
TO	3.346/18	Reducción del 90% de las deudas cuyos importes totales se derivan exclusivamente de multa o intereses o de ambos.	18	(11)	7
RN	27.679/2018 10.341/2018	Reducción del 95% de multa y del 80% de los intereses garantizados por la legislación y remisión del 50% de crédito tributario de ICMS	796	(678)	118
SE	8.458/18	Reducción del 90% de las multas punitivas y moratorias y de los intereses	977	(848)	129
MT	10.433/16 e 1.630/18	Reducción del 75% de multa e intereses garantizados por la legislación	405	(188)	217
BA	14.016/18	Reducción del 90% de las multas punitivas y moratorias y de los intereses	1.042	(771)	270
RJ	182/18	Reducción del 50% de los intereses y del 70% o del 85% de las multas relativas al ICMS, con las correspondientes cargas	1.459	(718)	741
RS	54.346/2018	Reducción de hasta 85% de la multa y en 40% de los intereses	3	(1)	2
			4.699	(3.215)	1.484

(*)Reconocidos en gastos por impuestos (R\$ 1.120) y gastos financieros (R\$ 364).

21.4. Nuevo modelo tributario para la industria de petróleo y gas

El 28 de diciembre de 2017, fue promulgada la Ley n° 13.586, que define un nuevo modelo de tributación para la industria del petróleo y gas y, junto con el Decreto n° 9.128/2017 y IN RFB n° 1.781/2017, establece un nuevo régimen especial para exploración, desarrollo y producción de aceite, gas y otros hidrocarburos líquidos llamado Repetro-Sped.

Debido a la aplicación de este nuevo modelo, la Compañía espera una mayor estabilidad legal en el sector de petróleo y gas en Brasil, lo que puede incentivar mayores inversiones y reducir el número de litigios involucrando a los participantes del sector.

El Repetro-Sped mantiene la suspensión integral de los tributos sobre los bienes admitidos temporalmente en el país, beneficio ya previsto en el régimen Repetro anterior y amplía la deshonación para bienes importados permanentemente en Brasil. Por lo tanto, la Compañía inició la transferencia, que ocurrirá, hasta 2020, de la propiedad de los activos de petróleo y gas incluidos en el Repetro, de subsidiarias extranjeras, para la controladora en Brasil. De esta forma, un activo no posee la necesidad de retorno al exterior al final del contrato, eliminando su futuro costo de remoción. Este incentivo permitió la migración de todos los bienes adquiridos en el antiguo REPETRO para el recién creado REPETRO-Sped, con menor costo operacional y financiero para la Compañía. El régimen expirará en diciembre de 2040.

Los estados brasileños, por deliberación del *Conselho Nacional de Políticas Fazendárias* (CONFAZ), autorizaron la concesión de incentivos fiscales relacionados al ICMS incidente sobre operaciones cubiertas por el Repetro-Sped, correspondiendo a cada unidad federada promover la incorporación de esos incentivos en su orden normativo interno.

Hasta este momento, los estados que introdujeron los incentivos fiscales de ICMS del Repetro-Sped y autorizados por el CONFAZ son: Amazonas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, São Paulo, Sergipe, Minas Gerais y Piauí.

21.5. Reconciliación del impuesto sobre la renta y contribución social sobre la ganancia

La conciliación de los tributos apurados de acuerdo con la tasa nominal y el valor de los impuestos registrados están presentados a continuación:

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Ganancia del ejercicio antes de los impuestos	43.776	6.174	37.382	5.119
Impuesto sobre la renta y contribución social a las tasas nominales (34%)	(14.884)	(2.099)	(12.710)	(1.740)
Ajustes para cálculo de la tasa efectiva:				
Intereses sobre el capital propio, netos (*)	2.293	51	2.101	(168)
Tasas diferenciadas para empresas en el exterior	1.306	2.154	-	-
Impuestos en Brasil sobre las ganancias obtenidas en el extranjero (**)	(139)	(227)	(164)	(227)
Incentivos fiscales	273	541	169	13
Pérdidas fiscales no reconocidas	(1.825)	(475)	(14)	-
Exclusiones/(Adiciones) permanentes, netas (***)	(3.099)	(1.564)	(68)	526
Adhesión a los programas de regularización de tributos federales (****)	-	(4.415)	-	(4.231)
Efecto sobre el acuerdo con las autoridades estadounidenses	(1.161)	-	(1.161)	-
Otros	159	237	245	262
Impuesto sobre la renta y contribución social	(17.078)	(5.797)	(11.603)	(5.565)
Impuesto sobre la renta/contribución social diferidos	(2.787)	(1.452)	(398)	(4.071)
Impuesto sobre la renta/contribución social corrientes	(14.291)	(4.345)	(11.205)	(1.494)
Total	(17.078)	(5.797)	(11.603)	(5.565)
Tasa efectiva de impuesto sobre la renta y contribución social	39,0%	93,9%	31,0%	108,7%

(*) Incluye valores recibidos de empresas no consolidadas, así como pagos a accionistas no controladores.

(**) Gastos por impuesto sobre la renta y contribución social en Brasil, relativos a las ganancias obtenidas por participadas en el extranjero, conforme Ley 12.973/2014.

(***) Incluye método de la participación y gastos actuariales con planes de pensión y salud.

(****) En 2017, se refiere a "IRPJ/CSLL – principal del auto de infracción" y "IRPJ/CSLL – reversión de la pérdida fiscal (2012 hasta 2017)" con base en la nota 21.2.5.

21.6. Impuestos sobre la renta diferidos - no corriente

a) El movimiento de los impuestos sobre la renta diferidos se presenta a continuación:

	Consolidado Controladora										
	Propiedad, planta y equipo		Préstamos, cuentas por cobrar/ a pagar y financiaci- ones	Arrend- amientos mercantiles financieros	Provisión para procesos judiciales	Pérdidas fiscales	Inventarios	Beneficios concedidos a los empleados	Otros	Total	Total
	Costo con prospección y abandono de areas	Otros (*)									
El primer de enero de 2017	(36.518)	3.055	11.446	(294)	3.676	19.684	1.398	9.807	928	13.182	4.873
Reconocido en el resultado del ejercicio	1.148	(4.108)	(3.569)	(200)	3.671	888	434	-	446	(1.290)	(4.070)
Reconocido en el patrimonio neto (**)	-	-	(2.718)	-	-	(223)	-	(892)	28	(3.805)	(2.827)
Ajuste por diferencias de cambio	-	10	-	-	-	88	-	-	-	98	-
Utilización de créditos tributarios	-	-	-	-	-	(873)	-	-	-	(873)	(841)
Otros	-	(598)	(51)	64	(67)	386	51	(31)	351	105	103
El 31 de diciembre de 2017	(35.370)	(1.641)	5.108	(430)	7.280	19.950	1.883	8.884	1.753	7.417	(2.762)
Adopción inicial NIIF 9	-	-	388	-	-	-	-	-	15	403	105
El primer de enero de 2018	(35.370)	(1.641)	5.496	(430)	7.280	19.950	1.883	8.884	1.768	7.820	(2.657)
Reconocido en el resultado del ejercicio	7.288	(3.880)	(5.339)	(489)	721	(1.114)	(121)	663	(516)	(2.787)	(398)
Reconocido en el patrimonio neto (**)	-	-	6.919	-	-	-	-	(455)	4	6.468	6.611
Ajuste por diferencias de cambio	-	83	(42)	-	-	739	-	-	(15)	765	-
Utilización de créditos tributarios	-	-	-	-	-	(4.063)	-	-	(389)	(4.452)	(4.452)
Otros	-	(94)	60	350	6	53	-	33	(374)	34	(132)
El 31 de diciembre de 2018	(28.082)	(5.532)	7.094	(569)	8.007	15.565	1.762	9.125	478	7.848	(1.028)
Impuestos diferidos activos										11.373	-
Impuestos diferidos pasivos										(3.956)	(2.762)
El 31 de diciembre de 2017										7.417	(2.762)
Impuestos diferidos activos										10.384	-
Impuestos diferidos pasivos										(2.536)	(1.028)
El 31 de diciembre de 2018										7.848	(1.028)

(*) Incluye principalmente los ajustes por pérdida por deterioro de valor de los activos e intereses capitalizados.

(**) Los valores reconocidos como préstamos, cuentas por cobrar/pagar y financiaci-ones, se refieren al efecto tributario sobre la diferencia cambiaria de los tipos de cambio registrada en otros resultados integrales (hedge de flujo de efectivo), con base en la nota 34.2

El reconocimiento de los créditos fiscales diferidos activos lleva en cuenta evaluaciones de incertidumbres sobre los tratamientos de tributos sobre la ganancia en el contexto de leyes fiscales aplicables, así como en la proyección de ganancia imponible para los ejercicios subsiguientes, siendo tal proyección revisada anualmente. La Administración considera que los créditos fiscales diferidos activos se realizarán en la proporción de la realización de las provisiones y de la resolución final de los eventos futuros, ambos fundamentados en las proyecciones basadas en el PNG y que no sobrepasen diez años.

b) Realización del impuesto a las ganancias y de la contribución social diferidos

Los créditos fiscales diferidos activos fueron reconocidos de acuerdo con las proyecciones de ganancia tributable en los años siguientes, apoyadas por las premisas del Plan de Negocios y Gestión - 2019-2023, cuyos objetivos principales son la reestructuración de los negocios, la continuidad del programa de desinversión, la venta de activos y la reducción de los gastos operacionales.

La Administración considera que los activos por impuestos diferidos se recuperarán en la proporción de la realización de las provisiones y de la resolución final de los eventos futuros, ambos basados en las estimaciones del PNG.

El 31 de diciembre de 2018, la expectativa de realización de los activos y pasivos fiscales diferidos es la siguiente:

	Impuesto sobre la renta y contribución social diferidos, netos			
	Consolidado		Controladora	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
2019	1.039	(343)	-	-
2020	1.494	(245)	-	-
2021	1.798	(83)	-	-
2022	1.917	105	-	-
2023	2.017	1.249	-	1.028
2024 adelante	2.119	1.853	-	-
Parte registrada contablemente	10.384	2.536	-	1.028
En el Brasil	12	-	-	-
En el exterior	5.703	-	-	-
Parte no registrada contablemente	5.715	-	-	-
Total	16.099	2.536	-	1.028

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía tenía créditos tributarios en el exterior no registrados por un monto de R\$ 5.703 (R\$ 8.799 al 31 de diciembre de 2017) provenientes de pérdidas fiscales acumuladas, procedentes, principalmente, de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas y refinación en Estados Unidos, por un valor de R\$ 5.416 (R\$ 7.837 al 31 de diciembre de 2017), y en España en el valor de R\$ 267 (R\$ 959 en 2017).

A continuación se muestra la tabla con el plazo máximo para la utilización de pérdidas fiscales no registradas en el exterior:

Año	Créditos fiscales no registrados
2020	56
2021	140
2022	5
2023	51
2024	35
2025	14
2026	263
2027	302
2028	342
2029	377
2030 en adelante	4.118
Total	5.703

22. Salarios, vacaciones, cargas y participaciones

Los saldos relativos a los principales beneficios, a corto y largo plazo, concedidos a los empleados, están representados a continuación:

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Provisión de vacaciones	3.025	2.794	2.546	2.364
Participación en las ganancias o resultados	1.375	457	1.190	394
Programa de remuneración variable de empleados	1.041	-	1.004	-
Programa de incentivo a la desvinculación voluntaria	141	112	58	104
Salarios, cargas y otras provisiones	844	968	679	800
Total	6.426	4.331	5.477	3.662

22.1. Participación en las ganancias o resultados

La Compañía provisionó participación en las ganancias o resultados (PLR) en el ejercicio de 2018 el monto de R\$ 1.639, siendo R\$ 1.608 relacionado a la metodología del grupo Petrobras y R\$ 31 de otras metodologías. El movimiento se muestra en el cuadro siguiente:

	Metodología		Consolidado
	Grupo Petrobras	Otras metodologías	Total
Saldo el 31 de diciembre de 2017	455	2	457
Provisión PLR 2017 – revisión de provisión	25	-	25
Pago de PLR 2017	(480)	(7)	(487)
Provisión PLR 2018	1.608	31	1.639
Adelanto de PLR 2018	(234)	(25)	(259)
Saldo el 31 de diciembre de 2018	1.374	1	1.375

La metodología de PLR del Grupo Petrobras tiene como base las disposiciones legales vigentes, las directrices establecidas por la *Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais* – SEST, del Ministerio de la Economía, aprobación del Ministerio de Minas y Energía y el Acuerdo Colectivo celebrado con las entidades sindicales, estando relacionada a la ganancia neta consolidada atribuible a los accionistas de Petrobras.

El monto a ser distribuido a los empleados en términos de PLR se calcula sobre la base del resultado de seis indicadores corporativos cuyas metas son definidas cada año por el Directorio Ejecutivo de la Compañía y aprobadas por el Consejo de Administración durante la revisión del Plan Anual de Negocio – PAN. Los indicadores son: (i) Volumen Total de Petróleo y Derivados Vaciados; (ii) Costo Unitario de Extracción sin Participación Gubernamental-Brasil; (iii) Producción de Aceite y LGN-Brasil; (iv) Carga Fresca Procesada-Brasil; (v) Eficiencia de las operaciones con buque; y (vi) Atención a la Programación de Entrega de Gas Natural. En el caso de que la empresa no tenga ganancias y todas las metas sean alcanzadas, el valor a ser pagado individualmente será de la mitad de la remuneración mensual del empleado más la mitad del menor valor pagado de la PLR en el ejercicio anterior, conforme a lo dispuesto en el acuerdo firmado con los sindicatos y válido hasta marzo de 2019.

A 31 de diciembre de 2018, el logro de las metas individuales de este conjunto de indicadores llevó a un resultado global del 100%, y eso corresponde a un monto de distribución del 6,25% que, aplicado sobre la ganancia neta consolidada atribuible a los accionistas de Petrobras, totalizó R\$ 1.608 a ser distribuido a los mismos empleados. En 2017, la Compañía tuvo pérdida, pero todas las metas establecidas fueron alcanzadas y, por lo tanto, fue provisionado el valor de R\$ 455 equivalente a la mitad de la remuneración mensual de los empleados.

Las empresas Liquigás, FCC e Ibiritermo poseen otras metodologías cuyo monto de provisión en 2018 fue de R\$ 31.

a) Programa de remuneración variable de los empleados

La Compañía posee un programa de remuneración variable de los empleados – PRVE con foco en la meritocracia y con el objetivo de estimular el potencial de los empleados para obtener mejores resultados para Petrobras.

El PRVE se pagará en una sola cuota, si la Compañía presenta una ganancia neta contable positiva y alcanza al menos el 90% de las metas de “topo” establecidas en el PNG 2018-2022 combinado con el logro del resultado global de desempeño del empleado y de las metas de las áreas. El PRVE no altera ni excluye el eventual pago de Participación en las Ganancias o Resultados (PLR) acordada con las entidades sindicales. Si el valor efectivamente pagado de PLR por empleado es superior al valor del PRVE, no habrá el pago de cualquier valor relativo a este programa.

El 31 de diciembre de 2018, la Compañía alcanzó las metas de “topo” y destinó al programa el monto de R\$ 1.041 (R\$ 1.004 en la controladora), registrado en otros gastos operacionales, siendo el pago condicionado al logro del resultado global por parte del empleado, según las condiciones previstas en el programa. En 2017, la Compañía tuvo pérdida, por lo que no hubo pago relativo al programa.

22.2. Nuevo Plan de Carreras y Remuneración (PCR)

El 2 de julio de 2018, la Compañía presentó a sus empleados el Plan de Carreras y Remuneración (PCR), una modernización en el modelo de carrera y remuneración con el objetivo de ajustar las nuevas iniciativas de gestión de personas a las necesidades de negocio actuales y futuras de la Compañía, además de atender a las demandas de los propios empleados por reconocimiento y modelos de trabajo más innovadores.

El nuevo plan mejora la gestión de las personas de la Compañía, con una serie de criterios que permiten una mayor valorización y reconocimiento de las competencias y desempeños, una amplia movilidad y el desarrollo profesional de sus empleados.

El programa también resulta en un mayor alineamiento con prácticas sugeridas por la *Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais* (SEST), cuya adhesión al PCR fue realizada por los empleados de forma voluntaria, en el período del 2 de julio al 14 de septiembre de 2018, excepto en casos específicos.

La Compañía concedió una asignación a los empleados que se adhirieron al PCR con el fin de obtener el mayor número de adhesiones al nuevo plan. Se estima que el coste del incentivo se compensará a medio plazo mediante la aplicación de las mejores prácticas de reconocimiento y recompensa.

Durante el segundo semestre de 2018, la Compañía desembolsó R\$ 1.156, registrado en otros gastos operativos, referentes a los 39.781 empleados que se adhirieron al programa en 2018.

23. Beneficios post-empleo - Planes de pensión y salud

Los saldos de los beneficios post-empleo concedidos a los empleados son presentados a continuación:

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Pasivo				
Plan de pensión Petros	-	35.487	-	33.559
Plan de pensión Petros Repactuados	27.711		26.136	
Plan de pensión Petros no Repactuados	11.161		10.466	
Plan de pensión Petros 2	1.591	861	1.295	687
Plan de salud MAS	47.411	35.732	43.980	32.930
Otros planes	275	132	-	-
Total	88.149	72.212	81.877	67.176
Corriente	3.137	2.791	2.976	2.657
No Corriente	85.012	69.421	78.901	64.519
Total	88.149	72.212	81.877	67.176

a) Planes de pensión

La gestión de los planes de pensiones de la Compañía está a cargo de la *Fundação Petrobras de Seguridade Social* (Petros) que fue creada por Petrobras como una persona jurídica de derecho privado, sin fines de lucro, con autonomía administrativa y financiera.

a.1) Plan Petros del Sistema Petrobras (PPSP)

El PPSP es un plan de pensión de beneficio definido, instituido por Petrobras en julio de 1970, que asegura a los participantes una complementación del beneficio concedido por la Seguridad Social y que se dirige a los empleados de Petrobras y Petrobras Distribuidora S.A. - BR. El plan está cerrado para los empleados admitidos a partir de septiembre de 2002.

La evaluación del plan de costeo de la Fundación Petros se lleva a cabo en régimen de capitalización, para la mayoría de los beneficios. Las patrocinadoras efectúan contribuciones regulares en valores iguales a los valores de las contribuciones de los participantes (empleados, jubilados y pensionistas), o sea, de forma paritaria.

El 15 de febrero de 2018, la *Superintendência Nacional de Previdência Complementar* (Previc) autorizó la escisión del PPSP, que tuvo lugar el primer de abril de 2018, con la división en dos nuevos planes independientes: PPSP - Repactuados (PPSP-R) y PPSP - No Repactuados (PPSP-NR).

Al 31 de diciembre de 2018, los saldos de los Términos de Compromiso Financiero - TCF, firmados en 2008 por la Compañía y la Fundación Petros para cubrir las obligaciones de los planes (PPSP-R y PPSP-NR), ascendían a R\$ 12.661 (R\$ 12.247 en la Controladora). Los compromisos de los TCF tienen plazo de vencimiento en 20 años con pago de intereses semestrales del 6% p.a. sobre el saldo a pagar actualizado. En la misma fecha, la Compañía tenía inventarios de petróleo y/o derivados dados como garantía de los TCF por un valor de R\$ 17.421.

Para el ejercicio de 2019, para los planes PPSP-R y PPSP-NR, las contribuciones esperadas sumaron R\$ 763 (R\$ 721 en la Controladora) y el pago de intereses sobre los TCFs, R\$ 755 (R\$ 730 en la Controladora). Los costos previstos, con actualización de la provisión actuarial, sumaron R\$ 3.246 (R\$ 3.047 en la Controladora), siendo apropiados, mensualmente la parcela de 1/12 avos, en el resultado.

La duración media del pasivo actuarial de los planes (PPSP-R y PPSP-NR), al 31 de diciembre de 2018, es de 13,08 años y 11,69 años, respectivamente (12,51 años en 31 de diciembre de 2017 – PPSP antes de la escisión).

Plan de ecuación del déficit del Plan Petros del Sistema Petrobras (PPSP)

El déficit de R\$ 22,6 mil millones acumulado hasta el ejercicio de 2015, actualizado hasta diciembre de 2017, con base en la meta actuarial (IPCA + 5,70% a.a.), para R\$ 27,3 mil millones está siendo ecuacionado con base en las reglas establecidas en el Plan de ecuación del déficit (PED), aprobado por el Consejo Deliberativo de Petros, el 12 de septiembre de 2017, y apreciado por el Consejo de Administración de Petrobras y la Secretaría de Coordinación y Gobernanza de las Empresas Estatales (SEST).

Las contribuciones extras por parte de los participantes y patrocinadores comenzaron en marzo de 2018, excepto las que se encuentran suspendidas por fuerza de decisión judicial. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, la Compañía desembolsó R\$ 607 (R\$ 562 en la Controladora) en contribuciones referentes al PED.

De acuerdo con las Leyes Complementarias 108/2001 y 109/2001, así como la Resolución del *Conselho de Gestão de Previdência Complementar* - CGPC 26/2008, el déficit debe ser considerado paritariamente entre las patrocinadoras (Petrobras, Petrobras Distribuidora y Fundación Petros) y los participantes y asistidos del PPSP.

El déficit apurado en el PPSP fue transferido a los planes PPSP-R y PPSP-NR en función de la escisión ocurrida el primer de abril de 2018.

Escisión del Plan Petros del Sistema Petrobras (PPSP) en dos nuevos planes independientes (PPSP-Repactuados y PPSP-No Repactuados)

La escisión se originó en los procesos de repactación de las reglas del PPSP, ocurridos en los años 2006-2007 y 2012, cuando los participantes tuvieron la opción de elegir entre la alteración o no de las reglas de reajuste de su beneficio. En este proceso, cerca del 75% de los participantes del plan aceptaron cambiar la forma de reajuste y pasaron a tener la corrección de su beneficio vinculada sólo a la inflación (variación del IPCA). Y los demás, que no renegociaron, continuaron con el beneficio atado a los reajustes de salario de los trabajadores activos de Petrobras y demás patrocinadores del plan.

El saldo del Plan Petros fue transferido a los nuevos planes (PPSP-R e PPSP-NR) considerando la proporción de los compromisos futuros con cada grupo de participantes. Los respectivos pasivos actuariales fueron recalculados, individualmente, por los actuarios independientes solamente en la evaluación actuarial anual para el ejercicio de 2018.

El movimiento de estos eventos se muestra a continuación:

	Consolidado 2018			
	Petros	PPSP - Repactuados	PPSP - No Repactuados	Total
Movimiento del valor presente de las obligaciones actuariales				
Obligación actuarial al inicio del ejercicio	82.968	-	-	82.968
Costo de los intereses	1.916	-	-	1.916
Costo del servicio	76	-	-	76
Contribuciones de los empleados	279	-	-	279
Beneficios pagados	(1.621)	-	-	(1.621)
Saldo el 31 de marzo de 2018	83.618	-	-	83.618
Transferencia por la escisión	(83.618)	62.954	20.664	-
Costo de los intereses	-	4.333	1.416	5.749
Costo del servicio	-	202	27	229
Contribuciones de los empleados	-	828	261	1.089
Beneficios pagados	-	(3.337)	(2.984)	(6.321)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas actuariales - la experiencia ^(*)	-	(4.907)	(112)	(5.019)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas actuariales - supuestos demográficos	-	23	270	293
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas actuariales - Las hipótesis financieras	-	4.569	1.274	5.843
Obligación actuarial al final del ejercicio el 31 de diciembre de 2018	-	64.665	20.816	85.481
Movimiento en el valor justo de los activos del plan				
Activos del plan al inicio del ejercicio	47.481	-	-	47.481
Ingresos de los intereses	1.091	-	-	1.091
Contribuciones pagadas por la empresa	302	-	-	302
Contribuciones de los empleados	279	-	-	279
Beneficios pagados	(1.621)	-	-	(1.621)
Saldo el 31 de marzo de 2018	47.532	-	-	47.532
Transferencia por la escisión	(47.532)	35.857	11.675	-
Ingresos de los intereses	-	2.474	801	3.275
Contribuciones pagadas por la empresa	-	867	279	1.146
Contribuciones de los empleados	-	828	261	1.089
Pagos vinculados ao Término de Compromiso Financiero	-	534	204	738
Beneficios pagados	-	(3.337)	(2.984)	(6.321)
Nueva medición: Retorno sobre los activos excedente a los ingresos de intereses	-	(269)	(581)	(850)
Activos del plan al final del ejercicio el 31 de diciembre de 2018	-	36.954	9.655	46.609
Valores reconocidos en el balance general				
Valor presente de las obligaciones	-	64.665	20.816	85.481
(-) Valor justo de los activos del plan	-	(36.954)	(9.655)	(46.609)
Pasivo actuarial neto el 31 de diciembre	-	27.711	11.161	38.872
Movimiento del pasivo actuarial neto				
Saldo el 1º de enero	35.487	-	-	35.487
Efectos de nueva medición reconocidos en Otros Resultados Integrales	-	(46)	2.013	1.967
Costo del servicio	76	202	27	305
Intereses netos sobre pasivo/(activo) neto	825	1.859	615	3.299
Pago de contribuciones	(302)	(867)	(279)	(1.448)
Pago del Término de Compromiso Financiero	-	(534)	(204)	(738)
Transferencia por la escisión	(36.086)	27.097	8.989	-
Saldo el 31 de diciembre	-	27.711	11.161	38.872

* Incluye efecto de las contribuciones extraordinarias de los empleados en función de la ecuación del déficit con plan de pensión Petros conforme a la nota explicativa 23.

a.2) Plan Petros 2

El Plan Petros 2 se implementó en julio de 2007, en la modalidad de contribución variable por Petrobras y subsidiarias que asumieron el servicio pasado de las contribuciones correspondiente al período en que los participantes estuvieron sin plan, a partir de agosto de 2002, o de la admisión posterior, hasta el día 29 de agosto de 2007. El plan se dirige actualmente a los empleados de Petrobras, Petrobras Distribuidora S.A. - BR, Stratura Asfaltos, Termobahia, Termomacaé, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolivia S.A. - TBG, Petrobras Transporte S.A. - Transpetro, Petrobras Biocombustível y Araucaria Nitrogenados. El Plan Petros 2 continuará abierto para nuevas adhesiones sin el pago del servicio pasado.

La parte de este plan con característica de beneficio definido se refiere a la cobertura de riesgo con invalidez y muerte, garantía de un beneficio mínimo y renta vitalicia, y los compromisos actuariales relacionados se han registrado de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada. La parte del plan con característica de contribución definida se destina a la formación de reserva para jubilación programada, cuyas contribuciones se reconocen en el resultado de acuerdo con el pago. En 2018, la contribución de la Compañía para la parte de contribución definida fue de R\$ 950 (R\$ 824 en la Controladora).

La parte de la contribución con características de beneficio definido está suspendida entre primer de julio de 2012 a 30 de junio de 2019, de acuerdo con la decisión de la Junta Directiva de la Fundación Petros, que se basó en la recomendación de la Consultoría Actuarial de la Fundación Petros. Por lo tanto, cualquier contribución de este período se destina a la cuenta individual del participante.

Las contribuciones esperadas de las patrocinadoras para 2019 son de R\$ 987 (R\$ 843 en la Controladora), referentes a la parte del plan de contribución definida. Los costos previstos, con actualización de la provisión actuarial, son de R\$ 309 (R\$ 251 en la Controladora), siendo apropiados, mensualmente, la parcela de 1/12 avos en el resultado.

La duración media del pasivo actuarial del plan, al 31 de diciembre de 2018, es de 42,48 años (43,53 años al 31 de diciembre de 2017).

a.3) Plan PP3

El 18 de diciembre de 2018, el Consejo de Administración aprobó la propuesta de un nuevo plan de pensión con característica de contribución definida a ser ofrecido, para adhesión individual y voluntaria, a los participantes y asistidos de los planes Petros del Sistema Petrobras Repactuado (PPSP-R) y Petros del Sistema Petrobras No Repactuado (PPSP-NR).

La posibilidad de migración de los participantes sólo se abrirá después de que la propuesta del nuevo plan sea analizada y aprobada por todas las instancias competentes. La propuesta ya fue aprobada por el Consejo Deliberativo de Petros y el Consejo de Administración de Petrobras y aguarda la aprobación de la *Superintendência Nacional de Previdência Complementar* (Previc) y por la *Secretaria de Coordenação e Governança das Estatais* (Sest).

El participante que decida migrar tendrá su nuevo beneficio recalculado sobre la base de su reserva individual apurada en el momento de la migración, neta del valor del plan de ecuación y de los déficits aún sin ecuación hasta el momento de la migración. De esta forma, cada participante tendrá una cuenta individual, y el valor del beneficio de jubilación dependerá del saldo acumulado, siendo recalculado anualmente en función del resultado de las inversiones.

a.4) Otros planes

La Compañía también patrocina otros planes de pensión y salud en el país y en el exterior. La mayoría de estos planes tienen montos de pasivos actuariales mayores a los saldos de los activos de garantía y los activos se mantienen en fideicomisos, fundaciones o entidades similares que se rigen por las normas locales.

b) Activos de los planes de pensión

La estrategia de inversiones para activos de los planes de beneficios es reflejo de una visión de largo plazo, de una evaluación de los riesgos inherentes a las diversas clases de activos, así como de la utilización de la diversificación como mecanismo de reducción de riesgo de cartera. La cartera de activos del plan deberá obedecer las normas definidas por el Consejo Monetario Nacional.

La Fundación Petros elabora políticas de inversión que tiene la función de orientar la gestión de inversión, para períodos de 5 años, que se revisan anualmente. Un modelo de ALM - *Asset and Liability Management* se utiliza para resolver los desajustes en los flujos de efectivo netos de los planes de beneficios de gestionadas por ella, teniendo en cuenta los parámetros de liquidez y solvencia, adoptando el horizonte de simulación de 30 años.

Segmento	PPSP-R		PPSP-NR		PP2	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Renta fija	50%	100%	45%	100%	55%	70%
Renta variable	-	25%	-	30%	5%	12%
Inversiones estructuradas	-	4%	-	4%	-	6%
Inmuebles	-	12%	-	12%	-	2%
Préstamos a participantes	-	8%	-	8%	2%	5%
Inversiones en el exterior	-	-	-	-	-	5%

Los activos de los planes de pensión, separados por nivel de medición, son los siguientes:

Categoría del Activo	Consolidado					
	2018			2017		
	Precios cotizados en mercados activos	Precios no cotizados en mercados activos	Valor justo total	%	Valor justo total(*)	%
Valores por cobrar	-	4.211	4.211	9	3.769	8
Renta fija	25.272	4.800	30.072	61	28.733	58
Títulos públicos	25.272	-	25.272	-	22.308	-
Fondos de renta fija	-	3.642	3.642	-	6.005	-
Otras inversiones	-	1.158	1.158	-	420	-
Renta variable	8.063	492	8.555	17	10.461	21
Acciones al contado	8.063	-	8.063	-	9.518	-
Otras inversiones	-	492	492	-	943	-
Inversiones estructuradas	-	920	920	2	1.235	2
Inmuebles	-	3.214	3.214	7	3.456	7
	33.335	13.637	46.972	96	47.654	96
Préstamos concedidos a los participantes	-	2.064	2.064	4	2.050	4
Total	33.335	15.701	49.036	100	49.704	100

(*) Valores presentados de nuevo para una mejor comparabilidad con el ejercicio actual.

Al 31 de diciembre de 2018, las inversiones incluyen debentures, en el valor de R\$ 42, además de acciones ordinarias, en el valor de R\$ 12, todos emitidos por empresas del Sistema Petrobras, y inmuebles alquilados por la Compañía por valor de R\$ 1.332.

Los activos de préstamos concedidos a participantes se evalúan al costo amortizado, lo que se aproxima del valor del mercado.

La Compañía viene mejorando el modelo de supervisión sobre la Fundación Petros con destaque para: mejoras de los controles internos en cuanto al seguimiento sobre el análisis de la cartera de inversiones y creación de comités específicos con finalidad de asesoramiento técnico a los miembros indicados por la patrocinadora a los Consejos Deliberativos y Fiscal, de conformidad con la Resolución 9 de 10 de mayo de 2016 de la CGPAR que establece actividades que deben ser desempeñadas por el Consejo de Administración y el Directorio Ejecutivo de la Compañía sobre el Fondo de Pensión en que ella patrocina.

c) Plan de Salud - Asistencia Multidisciplinaria de Salud (AMS)

Petrobras, Petrobras Distribuidora - BR, Petrobras Transporte S.A.-Transpetro, Petrobras Biocombustível, Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolivia S.A. - TBG y Termobahia mantienen un plan de asistencia médica (AMS), que incluye a todos los empleados de las empresas en Brasil (activos e inactivos) y a sus dependientes. El plan es administrado por la propia Compañía y su gestión está basada en los principios de auto-sostenibilidad del beneficio, y tiene programas de prevención y atención de la salud. El principal riesgo relacionado con beneficios para la salud está en el ritmo de crecimiento de los gastos médicos, que sigue tanto la aplicación de las nuevas tecnologías y la adición de nuevas coberturas como un mayor consumo de la salud. En este sentido, la Compañía busca mitigar este riesgo a través de la mejora continua de sus procedimientos técnicos y administrativos, así como de los diversos programas que se ofrecen a los beneficiarios.

Los empleados contribuyen con un monto mensual predefinido para cobertura de gran riesgo y con una parte de los gastos en que se incurre referentes a las demás coberturas, ambas establecidas de acuerdo con las tablas de participación basadas en determinados parámetros, incluyéndose los niveles salariales y grupos de edad, además del beneficio farmacia que prevé condiciones especiales en la adquisición de ciertos medicamentos, a través de reembolso o entrega, con la coparticipación de los beneficiarios. El plan de asistencia médica no está respaldado por activos garantizadores.

El pago de los beneficios es efectuado por la Compañía con base en los costos incurridos por los participantes, siendo la participación financiera de la Compañía en la proporción del 70% (setenta por ciento) y el 30% (treinta por ciento) restante por los Beneficiarios, en las formas previstas en el acuerdo colectivo de trabajo.

La duración media de los pasivos del plan, en 31 de diciembre de 2018, es 22,24 años (22,08 años en 31 de diciembre de 2017).

Resoluciones CGPAR

El 18 de enero de 2018, la *Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações da União* (CGPAR), a través de las Resoluciones CGPAR n° 22 y 23 de 18 de enero de 2018, estableció directrices y parámetros de gobernanza y de límites de costeo de las empresas estatales federales sobre beneficios de asistencia a la salud en la modalidad de autogestión.

El objetivo principal de las resoluciones es viabilizar la sostenibilidad y el equilibrio económico-financiero y actuarial de los planes de salud de las empresas estatales.

La Compañía tiene hasta 48 meses para adecuar su plan de salud AMS a las nuevas reglas y está evaluando los impactos que la implementación de la Resolución CGPAR n° 23 podrá causar, entre ellos una posible reducción en el pasivo actuarial, con el fin de cambiar la regla de participación de la empresa en el costeo del plan, que pasará a respetar límite paritario, entre la Compañía y los participantes.

23.1. Obligaciones y gastos netos actuariales, calculados por actuarios independientes y valor razonable de los activos de los planes

Las informaciones de otros planes fueron agregadas, una vez que el total de activos y de obligaciones de esos planes no es significativo.

a) Movimiento de las obligaciones actuariales, del valor razonable de los activos y de los valores reconocidos en el balance general

	Consolidado									
	2018					2017				
	Planes de pensión		Plan de Salud - AMS	Otros planes	Total	Planes de pensión		Plan de Salud - AMS	Otros planes	Total
Planes BD (*)	Petros 2			Petros		Petros 2				
Movimiento del valor presente de las obligaciones actuariales										
Obligación actuarial al inicio del ejercicio	82.968	2.935	35.732	281	121.916	84.318	2.211	36.549	251	123.329
Costo de los intereses	7.665	278	3.361	25	11.329	8.863	235	3.900	28	13.026
Costo del servicio	305	121	565	18	1.009	288	143	510	14	955
Contribuciones de los empleados	1.368	-	-	1	1.369	217	-	-	1	218
Beneficios pagados, netos de contribuciones de asistidos	(7.942)	(127)	(1.667)	(10)	(9.746)	(6.084)	(110)	(1.489)	(9)	(7.692)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas actuariales - la experiencia (**)	(5.019)	30	(421)	-	(5.410)	(8.796)	195	(1.659)	21	(10.239)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas actuariales - supuestos demográficos	293	-	642	1	936	71	(96)	(200)	(28)	(253)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas actuariales - Las hipótesis financieras	5.843	624	9.199	(7)	15.659	4.091	357	(1.879)	21	2.590
Otros	-	-	-	123	123	-	-	-	(18)	(18)
Obligación actuarial al final del ejercicio	85.481	3.861	47.411	432	137.185	82.968	2.935	35.732	281	121.916
Cambios en el valor razonable de los activos del plan										
Activos del plan al inicio del ejercicio	47.481	2.074	-	149	49.704	49.278	1.256	-	127	50.661
Ingresos por intereses	4.366	195	-	7	4.568	5.136	132	-	8	5.276
Contribuciones pagadas por la empresa	1.448	-	1.667	11	3.126	733	-	1.489	10	2.232
Contribuciones pagadas por los participantes	1.368	-	-	1	1.369	217	-	-	1	218
Recibimientos vinculados al término de compromiso financiero	738	-	-	-	738	712	-	-	-	712
Beneficios pagados, netos de contribuciones de asistidos	(7.942)	(127)	(1.667)	(10)	(9.746)	(6.084)	(110)	(1.489)	(9)	(7.692)
Nueva medición: retorno sobre los activos excedente a los ingresos por intereses	(850)	128	-	(13)	(735)	(2.511)	796	-	12	(1.703)
Otros	-	-	-	12	12	-	-	-	-	-
Activos del plan al final del ejercicio	46.609	2.270	-	157	49.036	47.481	2.074	-	149	49.704
Valores reconocidos en el balance general										
Valor presente de las obligaciones	85.481	3.861	47.411	432	137.185	82.968	2.935	35.732	281	121.916
(-)Valor razonable de los activos del plan	(46.609)	(2.270)	-	(157)	(49.036)	(47.481)	(2.074)	-	(149)	(49.704)
Pasivo actuarial neto al 31 de diciembre	38.872	1.591	47.411	275	88.149	35.487	861	35.732	132	72.212
Movimiento del pasivo actuarial neto										
Saldo el 1 de enero	35.487	861	35.732	132	72.212	35.040	955	36.549	124	72.668
Efectos de la nueva medición reconocidos en otros resultados integrales	1.967	526	9.420	7	11.920	(2.123)	(340)	(3.738)	2	(6.199)
Costo del servicio	305	121	565	18	1.009	288	143	510	14	955
Intereses netos sobre pasivo/(activo) neto	3.299	83	3.361	18	6.761	3.727	103	3.900	20	7.750
Pago de contribuciones	(1.448)	-	(1.667)	(11)	(3.126)	(733)	-	(1.489)	(10)	(2.232)
Pago del término de compromiso financiero	(738)	-	-	-	(738)	(712)	-	-	-	(712)
Otros	-	-	-	111	111	-	-	-	(18)	(18)
Saldo el 31 de diciembre	38.872	1.591	47.411	275	88.149	35.487	861	35.732	132	72.212

(*) Incluye el movimiento de los planes PPSP, PPSP-R y PPSP-NR.

(**) Incluye efecto de las contribuciones extraordinarias de los participantes, en función de la ecuación del déficit con el plan de pensiones Petros, conforme la nota explicativa 23.a.1.

b) Componentes del beneficio definido

	Planes de pensión				Salud AMS	Otros Planes	Consolidado
	PPSP	PPSP-R	PPSP-NR	Petros 2			Total
							2018
Costo del servicio	76	202	27	121	565	18	1.009
Intereses sobre pasivos / (activos) netos	825	1.859	615	83	3.361	18	6.761
Costo del ejercicio	901	2.061	642	204	3.926	36	7.770
Relativos a empleados activos:							
Absorbidos en el coste de las actividades	148	353	91	107	849	-	1.548
Directamente en el resultado	70	173	41	60	443	30	817
Relativos a los asistidos	683	1.535	510	37	2.634	6	5.405
Costo del ejercicio	901	2.061	642	204	3.926	36	7.770
2017							
Costo del servicio	288	-	-	143	510	14	955
Intereses sobre pasivos / (activos) netos	3.727	-	-	103	3.900	20	7.750
Costo neto del ejercicio	4.015	-	-	246	4.410	34	8.705
Relativos a empleados activos:							
Absorbidos en el coste de las actividades	755	-	-	129	841	2	1.727
Directamente en el resultado	331	-	-	77	426	28	862
Relativos a los asistidos	2.929	-	-	40	3.143	4	6.116
Costo neto del ejercicio	4.015	-	-	246	4.410	34	8.705

c) Análisis de sensibilidad

La variación del 1p.p. en las premisas de tasa de descuento y de costos médicos tendría los siguientes impactos:

	Consolidado					
	Tasa de variación de los costos médicos y hospitalarios					
	Pensión		Tasa de descuento		Salud	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Pasivo actuarial	(6.641)	15.070	(5.804)	7.242	7.725	(3.895)
Coste del servicio y el interés	51	544	(286)	344	961	(455)

d) Principales premisas actuariales adoptadas en el cálculo

	2018			
	PPSP-R	PPSP-NR	PP2	AMS
Tasa de descuento nominal (Real + inflación) (1)	9,11%	9,08%	9,22%	9,16%
Tasa de crecimiento nominal de los salarios (Real + inflación) (2)	Para 2019: 5,55% Desde 2020:: 5,33%	Para 2019: 5,40% Desde 2020:: 5,24%	Para 2019: 7,28% Desde 2020: 6,84%	De acuerdo con Plan de Pensión
Cambio de los gastos médicos y hospitalarios (3)	n/a	n/a	n/a	12,03% a 4% a.a.
Mortalidad	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	EX-PETROS 2017 (bidecremental)	AT-2000 femenina suavizada en 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)
Discapacidad	Grupo estadounidense	Grupo estadounidense	Grupo estadounidense desagravio en 40%	Grupo estadounidense
Mortalidad de inválidos	AT-49 masculina	AT-49 masculina	IAPB 1957 fuerte	AT-49 masculina
Edad de ingreso en la jubilación	Hombres- 56 años Mujeres - 55 años	Hombres - 58 años Mujeres - 56 años	Primera elegibilidad	Hombres - 56 años Mujeres - 55 años

	PPSP	PP2	AMS
Tasa de descuento nominal (Real + inflación) (1)	9,52%	9,63%	9,59%
Tasa de crecimiento nominal de los salarios (Real + inflación) (2)	5,19%	6,59%	De acuerdo con Plan de Pensión
Cambio de los gastos médicos y hospitalarios (3)	n/a	n/a	11,3% a 4,5%a.a.
Mortalidad	EX-PETROS 2013 (bidecremental)	AT-2000 femenina suavizada en 10%	EX-PETROS 2013 (bidecremental)
Discapacidad	Grupo estadounidense	Grupo estadounidense desagravio en 40%	Grupo estadounidense
Mortalidad de inválidos	AT-49 masculina	IAPB 1957 fuerte	AT-49 masculina
Edad de ingreso en la jubilación	Hombres - 57 años Mujeres - 56 años	Primera elegibilidad	Hombres - 57 años Mujeres - 56 años

(1) Considerando una curva de inflación diseñada basada en el mercado en 4,01% para 2019, y alcanzando 4% de 2026 en adelante.

(2) Tasa de crecimiento salarial sólo de la patrocinadora Petrobras, basado en el plan de cargos y salarios.

(3) Tasa decreciente alcanzando en los próximos 30 años la expectativa de inflación proyectada a largo plazo. Se refiere sólo a la tasa de la patrocinadora Petrobras.

e) Perfil de vencimientos de la obligación

	Plan de pensión				Salud	Otros planes	2018 Total
	PPSP-R	PPSP-NR	PP2	AMS			
	Hasta 1 año	4.952	1.844	130	1.615		14
De 1 a 2 años	4.508	1.583	128	1.700		13	7.932
De 2 a 3 años	4.405	1.511	125	1.775		10	7.826
De 3 a 4 años	4.293	1.440	123	1.843		11	7.710
Más de 4 años	46.507	14.438	3.355	40.478		384	105.162
Total	64.665	20.816	3.861	47.411		432	137.185

23.2. Otros planes de contribución definida

Petrobras, por medio de sus subsidiarias en Brasil y en el exterior, también patrocina otros planes de jubilación de contribución definida para los empleados. Las contribuciones pagadas en el ejercicio de 2018, reconocidas en el resultado, ascendieron a R\$ 8.

24. Patrimonio neto

24.1. Capital social realizado

Al 31 de diciembre de 2018, el capital suscrito e integrado por un valor de R\$ 205.432 está representado por 13.044.496.930 acciones, siendo R\$ 117.208 de 7.442.454.142 acciones ordinarias y R\$ 88.224 de 5.602.042.788 acciones preferidas, todas nominales, escriturales y sin valor nominal. Las acciones preferidas tienen prioridad en el reembolso del capital, no aseguran derecho a voto y no son convertibles en acciones ordinarias.

24.2. Reserva de capital

Constituida con acciones escriturales de titularidad de Petrobras identificadas junto al banco custodiante por el valor de R\$ 7, reconocidas contra acciones en tesorería, en 31 de diciembre de 2018.

24.3. Transacciones de capital

24.3.1. Gastos con emisión de acciones

Costos de transacción incurridos en la obtención de fondos a través de la emisión de acciones, netos de impuestos.

24.3.2. Cambio de participación en subsidiarias

Diferencias entre el monto pagado y el valor contable resultante de los cambios en las participaciones en entidades subsidiarias, que no resulten a una pérdida de control, teniendo en cuenta que se tratan de transacciones de capital, es decir, transacciones con los accionistas, en la calidad de propietarios.

24.3.3. Acciones en tesorería

Acciones de titularidad de Petrobras que se mantienen en tesorería por el monto de R \$ 7, representadas por 222.760 acciones ordinarias y 72.909 acciones preferidas.

24.4. Reservas de ganancias

24.4.1. Reserva legal

Se constituye mediante la apropiación del 5% de la ganancia neta del ejercicio, en conformidad con el artículo 193 de la Ley de las Sociedades por Acciones.

24.4.2. Reserva estatutaria

Constituida mediante la apropiación de la ganancia neta de cada ejercicio de un monto equivalente, como mínimo, al 0,5% del capital social desembolsado al cierre del ejercicio y se destina al costeo de los programas de investigación y desarrollo tecnológico. El saldo de esta reserva no puede exceder el 5% del capital social desembolsado, de acuerdo con el artículo 55 del Estatuto Social de la Compañía.

24.4.3. Reserva de incentivos fiscales

Se constituye mediante destino de la porción del resultado del ejercicio equivalente a los incentivos fiscales, derivados de donaciones o subvenciones gubernamentales, en conformidad con el artículo 195-A de la Ley de las Sociedades por Acciones. Tal reserva solamente podrá utilizarse para la absorción de perjuicios o aumento del capital.

En el ejercicio de 2018, fueron destinados R\$ 772 referentes al incentivo para subvención de inversiones, siendo R\$ 643 provenientes del resultado de 2018 y R\$ 129 de los ejercicios de 2014 a 2017.

La parte de la destinación para reserva de incentivos fiscales referentes al incentivo para subvención de inversiones en el Nordeste y Amazonia, en el marco de las Superintendencias de Desarrollo del Nordeste (SUDENE) y de la Amazonia (SUDAM) fue de R\$ 728, de los cuales R\$ 111 se refieren a la realización de parte de los depósitos para reinversiones con recursos propios.

24.4.4. Reserva de retención de ganancias

Se destina a la aplicación en inversiones previstas en presupuesto de capital, principalmente en las actividades de exploración y desarrollo de la producción de petróleo y gas, en conformidad con el artículo 196 de la Ley de las Sociedades por Acciones.

El Consejo de Administración está proponiendo el mantenimiento en el patrimonio neto, en reserva de retención de ganancias, el monto de R\$ 14.912, que se destina a atender parcialmente el programa anual de inversiones establecido en el presupuesto de capital del ejercicio de 2019, a ser deliberado en la Asamblea General de Accionistas.

24.5. Otros resultados integrales

En el ejercicio de 2018, fueron reconocidos como otros resultados integrales, principalmente, los siguientes efectos:

- En ajustes por diferencias de cambio acreedor, el monto de R\$ 21.887, derivado de la traducción de los estados financieros de controladas en el extranjero con moneda funcional diferente del real, referente a las empresas PIB BV y PNBV, Transpetro y Braskem ;
- En ganancias y pérdidas actuariales con planes de beneficios definidos, el monto de R\$ 12.375, neto de impuesto;
- En *hedge* de flujo de efectivo de exportación, disminuyendo el patrimonio neto en el ejercicio de R\$ 13.431, neto de impuestos y del efecto de reclasificación de parte de la diferencia de cambio para el resultado, totalizando el 31 de diciembre de 2018 el valor de R\$ 33.273, neto de impuestos, conforme nota explicativa 34.2.

24.6. Dividendos

Los accionistas tendrán derecho, en cada ejercicio, a los dividendos, que no podrán ser inferiores al 25% de la ganancia neta ajustada, en la forma de la Ley de Sociedades por Acciones, prorrateado por las acciones en que se dividir el capital de la Compañía.

Las acciones preferidas tienen prioridad en la recepción de los dividendos, como mínimo, del 5% (cinco por ciento) calculados sobre la parte del capital representada por esa especie de acciones, o del 3% (tres por ciento) del valor del patrimonio neto de la acción, prevaleciendo siempre el mayor, participando, en igualdad con las acciones ordinarias, en los aumentos del capital social derivados de la incorporación de reservas y ganancias. Esta prioridad en la recepción de los dividendos no garantiza, por sí sola, el pago de dividendos en los ejercicios sociales en que la Compañía no obtiene ganancias.

La propuesta de remuneración al accionista relativa al ejercicio de 2018, que está siendo encaminada por la Administración a la aprobación de la Asamblea General Ordinaria de 2019, por un monto de R\$ 7.055, contempla el dividendo obligatorio en el porcentaje del 25% de la ganancia neta ajustada y el impuesto sobre la renta retenido en la fuente de 15% sobre el total de dividendos anticipados en forma de intereses sobre el capital propio, además de un complemento a los accionistas ordinarios debido al monto anticipado en 2018 superior al mínimo constatado al cierre del ejercicio. Esta propuesta atiende a la prioridad de las acciones preferenciales, cuyo criterio que prevaleció en el ejercicio fue el del 5% sobre la parte del capital representada por esa especie de acciones.

24.6.1. Dividendos Propuestos

La propuesta de dividendos registrada en los estados financieros de la Compañía, sujeta a la aprobación en la Asamblea General Ordinaria, queda así demostrada:

	2018
Ganancia neta del ejercicio (Controladora) atribuible a los accionistas de Petrobras	25.779
Apropiación:	
Reserva legal	(1.289)
Reserva de incentivos fiscales	(772)
Otras reversiones/adiciones:	10
Ganancia ajustada	23.728
Dividendos mínimos obligatorios:	
Dividendos a distribuir (25%)	5.932
IRRF (15%) sobre interés sobre capital aprobado en 2018	1.035
Dividendos complementarios a las acciones ordinarias	88
Total de los dividendos propuestos	7.055
Acciones preferenciales (PN) - R\$ 0,9225 por acción - Prioridad en la recepción de los dividendos obligatorios	5.168
Acciones ordinarias (ON) - R\$ 0,2535 por acción	1.887

En 2018, el Consejo de Administración aprobó anticipaciones de dividendos en forma de interés sobre capital por un monto de R\$ 6.902, siendo:

(i) R\$ 2.608 (R\$ 2.368 netos de impuesto sobre la renta retenido en la fuente) pagadas a lo largo del ejercicio de 2018, correspondiente a un valor bruto de R\$ 0,20 por acción ordinaria y preferida. Estas parcelas están siendo descontadas de los dividendos propuestos para el ejercicio de 2018, actualizados monetariamente, de acuerdo con la variación de la tasa Selic, desde la fecha del efectivo pago hasta el 31 de diciembre de 2018; y

(ii) R\$ 4.294 (R\$ 3.787 netos de impuesto sobre la renta retenido en la fuente) serán pagados en hasta 60 días después de la Asamblea General Ordinaria de 2019, correspondiente a un valor bruto de R\$ 0,05 por acción ordinaria y R\$ 0,70 por preferida, con fecha de la posición accionaria de 21 de diciembre de 2018.

Los intereses sobre el capital propio están sujetos a la retención del impuesto sobre la renta en la fuente del 15%, excepto para los accionistas inmunes y exentos, conforme establecido en la Ley n° 9.249/95. Estos intereses se imputaron a los dividendos del ejercicio, en la forma prevista en el Estatuto Social de la Compañía, contabilizados en el resultado, conforme requerido por la legislación fiscal, y fueron revertidos contra ganancias acumuladas, conforme determina la Deliberación CVM n° 207/96, resultando en un crédito tributario de impuesto sobre la renta y contribución social por el monto de R\$ 2.347.

24.6.2. Dividendos a pagar

A 31 de diciembre de 2018, el valor a pagar por la remuneración a los accionistas, deducido de las anticipaciones durante el ejercicio, está demostrado a continuación:

	Acciones		Controladora
	Preferidas (PN)	Ordinarias (ON)	Total
Anticipos de interés sobre capital, pagados	1.120	1.488	2.608
Anticipos de interés sobre capital, aprobadas por el Consejo de Administración en 18/12/2018	3.922	372	4.294
Dividendos a pagar complementarios	107	-	107
Actualización monetaria de los anticipos de interés sobre capital pagados	19	27	46
Total dos dividendos propuestos	5.168	1.887	7.055
R\$ 0,05 por acción, fecha posición accionaria de 21/05/2018, pagados en 29/05/2018 – en interés sobre capital	(280)	(372)	(652)
R\$ 0,05 por acción, fecha posición accionaria de 13/08/2018, pagados en 23/08/2018 – en interés sobre capital	(280)	(372)	(652)
R\$ 0,10 por acción, fecha posición accionaria de 21/11/2018, pagados en 03/12/2018 – en interés sobre capital	(560)	(744)	(1.304)
Anticipos pagados	(1.120)	(1.488)	(2.608)
Total a pagar antes del descuento de la actualización monetaria y del impuesto sobre la renta retenido en la fuente	4.048	399	4.447
Actualización monetaria de los anticipos de interés sobre capital pagados	(19)	(27)	(46)
Impuesto sobre la renta retenido en la fuente a pagar sobre interés sobre capital aprobado en 18/12/2018 de accionistas sin exención	(481)	(26)	(507)
Total de dividendos a pagar en 31 de diciembre de 2018	3.548	346	3.894
Anticipos de dividendos aprobados por el Consejo de Administración en 18/12/2018 en forma de interés sobre capital, neto de Impuesto sobre la Renta Retenido en la Fuente	3.441	346	3.787
Dividendos a pagar complementarios (R\$ 0,019043 por acción preferida)	107	-	107

Los dividendos e intereses sobre el capital propio se pondrán a disposición en la fecha que se fije en la Asamblea General Ordinaria, y tendrán sus valores actualizados monetariamente a partir del 31 de diciembre de 2018 hasta la fecha de inicio del pago, con base en la variación de la tasa SELIC.

Además del valor referente a los dividendos propuestos a los accionistas de la controladora, R\$ 3.894, hay dividendos propuestos a los accionistas no controladores de la Petrobras Distribuidora (R\$ 224), Logigás (R\$ 143), Gaspetro (R\$ 26) y demás empresas (R\$ 9), totalizando R\$ 4.296.

24.7. Resultado por acción

	Consolidado y Controladora					
	Ene-Dic/2018			Ene-Dic/2017		
	Ordinarias	Preferidas	Total	Ordinarias	Preferidas	Total
Numerador básico y diluido						
Ganancia (pérdida) atribuible a los accionistas de Petrobras atribuible igualmente entre las clases de acciones	14.708	11.071	25.779	(254)	(192)	(446)
Denominador básico y diluido						
Promedio ponderado de la cantidad de acciones en circulación (número de acciones)	7.442.454.142	5.602.042.788	13.044.496.930	7.442.454.142	5.602.042.788	13.044.496.930
Ganancia (pérdida) básica y diluida por acción (R\$ por acción)	1,98	1,98	1,98	(0,03)	(0,03)	(0,03)

El resultado básico por acción se calcula dividiendo la ganancia (o pérdida) del ejercicio atribuible a los accionistas de la Compañía por el promedio ponderado de la cantidad de acciones en circulación.

El resultado diluido por acción se calcula ajustando la ganancia (o pérdida) y el promedio ponderado de la cantidad de acciones considerándose la conversión de todas las acciones posibles con efecto de dilución (instrumentos de capital o contratos que puedan generar emisión de acciones).

Los resultados calculados, básico y diluido, presentan el mismo valor por acción pues Petrobras no tiene acciones posibles.

25. Ingresos de ventas

25.1. Ingresos de ventas de contratos con clientes

Como una Compañía de energía integrada, ingresos de contratos con clientes provienen de diferentes productos comercializados conforme a nuestros segmentos operativos, teniendo en cuenta características específicas de los mercados donde actúa. Para mayores informaciones sobre los segmentos operativos de la Compañía, sus actividades y los respectivos productos comercializados, ver notas explicativas 4.2 y 30.

La determinación de los precios de las transacciones se deriva de metodologías y políticas basadas en parámetros de estos mercados, reflejando riesgos inherentes a las operaciones, nivel de participación de mercado, variaciones en las cotizaciones de cambio y los precios de *commodities* en el mercado internacional, incluidos los precios del petróleo del tipo Brent, derivados de petróleo, tales como diesel y gasolina, y el índice *Henry Hub*.

Como se describe en la nota 4.2.1, los ingresos de ventas se reconocen en el momento en que el control se transfiere al cliente, que suele ocurrir en el acto de entrega del producto o cuando se presta el servicio. Las facturas se producen en períodos muy próximos a las entregas y prestación de servicios, por lo tanto, no se esperan cambios significativos en los precios de las transacciones a ser reconocidas en ingresos de períodos posteriores a la satisfacción de la obligación de desempeño, excepto para algunas exportaciones a las cuales la formación de el precio final ocurre después de la transferencia de control de los productos y están sujetas a la variación del valor del *commodity*. Las ventas se realizan en plazos cortos de recepción, no habiendo así componentes de financiación.

Adicionalmente, la Compañía actúa como agente principalmente en el segmento de biocombustibles, donde la misma no obtiene el control del biodiesel vendido a las distribuidoras en cualquier momento durante la operación de venta. Los ingresos de agenciamiento en 2018 totalizaron R\$ 97.

25.2. Detalle del ingreso de ventas

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Ingresos brutos de ventas	442.539	362.577	376.101	306.796
Cargas de ventas (*)	(92.703)	(78.882)	(95.002)	(78.832)
Ingresos de ventas (**)	349.836	283.695	281.099	227.964
Diésel	103.049	79.993	86.402	62.711
Subvención de Diésel (nota 19.6.1)	5.461	-	5.461	-
Gasolina	57.383	53.534	42.706	39.052
GLP	16.379	12.786	14.655	11.109
Combustible de aviación	14.608	10.003	15.430	10.426
Nafta	9.017	8.410	9.017	8.410
Aceite combustible (incluye bunker)	4.663	4.447	4.541	4.536
Otros productos derivados del petróleo	15.551	12.053	14.079	10.607
Subtotal de productos derivados del petróleo	226.111	181.226	192.291	146.851
Gas natural	20.588	16.539	19.795	15.932
Etanol, nitrogenados y renovables	7.822	12.388	1.050	10.896
Ingresos de derechos no ejercidos (breakage)	2.466	-	2.481	-
Electricidad	7.554	11.578	7.499	11.486
Servicios y otros	3.092	2.920	4.339	3.541
Mercado nacional	267.633	224.651	227.455	188.706
Exportaciones	57.986	41.724	53.644	39.258
Ventas en el exterior (***)	24.217	17.320	-	-
Mercado extranjero	82.203	59.044	53.644	39.258
Ingresos de ventas (**)	349.836	283.695	281.099	227.964

(*) Incluye, principalmente, CIDE, PIS, COFINS e ICMS.

(**) Ingresos de ventas por segmentos de operación se presentan en la nota explicativa 30.

(***) Ingresos de ventas en el exterior, incluyéndose trading e excluyéndose exportaciones.

Tanto en el mercado interno, como en las exportaciones y ventas del exterior tuvimos ingresos superiores al ejercicio de 2017.

Los ingresos en el mercado interno fueron influenciados por mayores precios medios de los derivados con destaque para el diésel, la gasolina y demás derivados, acompañando el aumento de las cotizaciones internacionales y la depreciación del real frente al dólar, además de menor volumen de venta de gasolina y nafta, compensado por el crecimiento en las ventas del diésel generado por el menor volumen importado por otros *players*. Adicionalmente, en función de los precios más altos de los *commodities*, hay un incremento en los ingresos de gas natural.

En cuanto al aumento de los ingresos con exportaciones, básicamente petróleo y derivados, debido a los mayores precios, acompañando la elevación de las cotizaciones internacionales, y la depreciación del real frente al dólar, y al mayor volumen exportado de gasolina, en función de la pérdida de participación para el etanol en el mercado interno, compensados en parte por la reducción del volumen de petróleo exportado debido a la menor producción. El aumento en los ingresos de ventas en el exterior refleja la elevación de las cotizaciones internacionales.

Como se describe en la nota 19.7.1, el reconocimiento de los ingresos referentes al programa de subvención económica a la comercialización al aceite diésel se produce en la medida en que el diésel se vende y se entrega a las distribuidoras. Hasta el 31 de diciembre de 2018, la Compañía reconoció R\$ 6.017 como ingreso bruto proveniente del programa (R\$ 5.461 netos de gastos de ventas).

En 2018 y 2017 no hubo clientes que representasen el 10% del total de ventas de la Compañía aisladamente.

Los impactos de la adopción de la NIIF 15 sobre el resultado de 2018 se presentan en la nota explicativa 2.3.2.

25.3. Obligaciones de rendimiento restantes

La Compañía tiene contratos de ventas de productos o servicios vigentes y firmados hasta el 31 de diciembre de 2018, con plazos superiores a 1 año, donde hay establecida una cantidad de bienes o servicios para ventas en los próximos ejercicios con sus respectivos términos de pagos.

A continuación se presentan los valores restantes de estos contratos al final de 2018, teniendo como base sus cantidades de bienes y servicios para ventas futuras, así como precios en la fecha base al 31 de diciembre de 2018 o practicados en ventas recientes cuando éstos reflejen la información más directamente observable:

	Consolidado	
	Total de los contratos	Expectativa de realización en hasta 1 año
Mercado interno		
Gasolina	234.772	39.245
Diésel	172.242	39.880
Gas natural	106.054	28.945
Servicios y otros	35.749	5.697
Etanol, nitrogenados y renovables	32.961	4.151
Nafta	26.086	13.043
Electricidad	20.361	3.958
Otros productos derivados del petróleo	18.912	1.756
Combustible de aviación	3.626	3.622
Mercado en el exterior		
Exportaciones	130.755	15.955
Ventas en el exterior	1.212	102
Total	782.730	156.354

Los ingresos serán reconocidos mediante transferencias de los bienes y servicios a los respectivos clientes, estando sus valores y período de reconocimiento sujetos a demandas futuras, variaciones en el valor de *commodities*, tipo de cambio y otros factores de mercado.

La tabla anterior no incluye información sobre contratos con clientes de una duración igual o inferior a un año, como por ejemplo, ventas en el mercado spot, así como valores estimados de contraprestaciones variables que se restringen, además de contratos que sólo establecen condiciones y términos generales (Master Agreements), para los cuales volúmenes y precios solamente serán definidos en contratos subsiguientes.

Adicionalmente, los ingresos de energía eléctrica son sustancialmente por demandas para generación de energía termoeléctrica conforme requerimiento del *Operador Nacional do Sistema (ONS)*, las cuales son impactadas por las condiciones hidrológicas de Brasil. De esta forma, los valores presentados en la tabla anterior representan principalmente valores fijos a recibir en función de la disponibilidad prometida a los clientes en esas operaciones.

25.4. Pasivos de contratos

El 31 de diciembre de 2018, la Compañía posee R\$ 950 (R\$ 1.110 en 2017) en anticipos relacionados, principalmente, a contratos de *take y ship or pay*, a ser compensados con futuras ventas de gas natural o por el no ejercicio del derecho por el cliente, clasificados como otras cuentas y gastos a pagar en el pasivo corriente.

26. Otros (gastos) ingresos operativos netos

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Planes de pensión y salud (inactivos)	(5.405)	(6.116)	(5.075)	(5.710)
Acuerdo con autoridades estadounidenses	(3.536)	-	(3.536)	-
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(4.746)	(5.100)	(4.223)	(4.718)
(Pérdidas) / Ganancias con procesos judiciales, administrativos y arbitrales (*)	(7.439)	(2.835)	(5.355)	(2.159)
Resultado con derivados Commodities	(1.371)	-	(1.506)	-
Participación en las ganancias o resultados	(1.664)	(487)	(1.412)	(393)
Plan de Carreras y Remuneración - PCR	(1.156)	-	(1.156)	-
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(826)	(828)	(638)	(654)
Gastos operativos con termoeléctricas	(392)	(214)	(466)	(292)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(272)	(224)	(268)	(221)
Pérdidas en cuentas incobrables de otras cuentas por cobrar	(219)	(1.382)	(216)	(383)
Provisión para acuerdo de la acción colectiva consolidada en los Estados Unidos (Class Action)	-	(11.198)	-	(9.599)
Realización de ajustes por diferencias de cambio	-	(116)	-	-
Ganancias / pérdidas en la remediación - participaciones societarias	-	698	-	698
Equalización de gastos - AIP	(1.064)	-	(1.064)	-
Provisión para programa de remuneración variable (**)	(1.099)	-	(1.009)	-
Subvenciones y asistencias gubernamentales	930	292	662	46
Contratos de ship/take or pay y penalidades aplicadas	479	1.737	302	1.666
Resultado con enajenación/baja de activos (***)	1.086	4.825	1.416	4.565
Gastos /Resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	1.227	1.189	1.227	1.189
Resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato"	1.801	814	1.801	732
Resultado relacionado al desmantelamiento de áreas	2.365	1.093	2.365	1.093
Otros	240	(118)	23	(591)
Total	(21.061)	(17.970)	(18.128)	(14.731)

(*) Incluye diferencia de cambio de R\$ 1.646 referente a la provisión de la Class Action el 31 de diciembre de 2018.

(**) Incluye en 2018, R\$ 50 referente a Premio por Desempeño de Petrobras Distribuidora y R\$ 5 referente al Programa de Remuneración Variable de los administradores de Petrobras.

(***) En 2018, incluye principalmente el resultado con las desinversiones, según nota explicativa 10.1. En 2017, incluye principalmente áreas devueltas, proyectos cancelados y la ganancia en la desinversión de la NTS.

Los principales factores para el aumento en 2018 fueron:

- menores ganancias netas con enajenación y baja de activos;
- pérdidas con variación negativa en el valor de mercado de las opciones de venta contratadas para proteger el precio de parte de la producción de aceite, considerando su naturaleza de seguro y protección frente a la variación del *commodity*;
- gasto con adhesión al Plan de Carreras y Remuneración (PCR) de Petrobras; y
- gasto en función de unificaciones, que prevean equalizaciones de gastos y volúmenes de producción referentes a los campos de Sapinhoá, Lula, Tartaruga Verde, Berbigão y Sururu (R\$ 1.064).

Estos efectos se compensaron por:

- menor provisión para pérdidas y contingencias con procesos judiciales, en función del acuerdo para el cierre de la *Class Action* en 2017, reversión por las negociaciones para el pago de débitos fiscales con los Estados de Mato Grosso y Rio de Janeiro; en contrapartida se constituyeron provisiones para los acuerdos de cierre de las investigaciones con autoridades estadounidenses, acuerdo con la ANP sobre la unificación de campos del Parque das Baleias y arbitraje en los Estados Unidos sobre el contrato de prestación de servicios de perforación del buque sonda Titanium Explorer (Vantage), además de gasto cambiario sobre la exposición pasiva en dólar de la *Class Action*, reflejando la devaluación del real frente al dólar;
- mayor resultado positivo relacionado con el desmantelamiento de áreas; y
- mayor resarcimiento de recursos recuperados por la Operación Lava Jato.

27. Costos y gastos por naturaleza

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Materiales, servicios, fletes, alquileres y otros	(68.883)	(60.894)	(66.331)	(61.977)
Materia prima y productos para la reventa	(81.448)	(64.102)	(53.772)	(43.470)
Depreciación, agotamiento y amortización	(43.646)	(42.478)	(33.325)	(32.159)
Participación gubernamental	(39.866)	(25.241)	(39.795)	(25.168)
Gastos con personal	(32.289)	(28.866)	(26.666)	(23.452)
(Pérdidas) / Ganancias con procesos judiciales, administrativos y arbitrales	(7.439)	(2.835)	(5.355)	(2.159)
Provisión para acuerdo de la acción colectiva consolidada en los Estados Unidos (Class Action)	-	(11.198)	-	(9.599)
Resultado con Derivados Commodities	(1.371)	-	(1.506)	-
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(4.746)	(5.100)	(4.223)	(4.718)
Gastos tributarios (*)	(2.790)	(5.921)	(2.106)	(4.657)
Pérdidas en créditos esperadas	(324)	(2.271)	(288)	(1.306)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(826)	(828)	(638)	(654)
Proyectos sin viabilidad económica (incluyendo pozos secos y bonos de firma)	(317)	(893)	(317)	(561)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(272)	(224)	(268)	(221)
Reversión / (pérdida) por deterioro del valor de los activos - Impairment	(7.689)	(3.862)	(3.403)	(3.220)
Acuerdo con las autoridades estadounidenses	(3.536)	-	(3.536)	-
Realización de ajustes por diferencias de cambio	-	(116)	-	-
Ganancias / pérdidas en la remediación - participaciones societarias	-	698	-	698
Resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato"	1.801	814	1.801	732
Resultado con enajenaciones/bajas de activos (**)	1.085	4.825	1.416	4.565
Equalización de gastos - AIP	(1.064)	-	(1.064)	-
Variación de los inventarios	6.741	421	6.142	(373)
Total	(286.879)	(248.071)	(233.234)	(207.699)

Estado de Resultados

Costo de ventas	(225.293)	(192.100)	(180.852)	(156.109)
Gastos de ventas	(16.861)	(14.510)	(18.312)	(18.490)
Gastos de administración y generales	(8.932)	(9.314)	(6.215)	(6.465)
Gastos tributarios (*)	(2.790)	(5.921)	(2.106)	(4.657)
Gastos de exploración	(1.904)	(2.563)	(1.875)	(2.199)
Gastos con investigación y desarrollo	(2.349)	(1.831)	(2.343)	(1.828)
Reversión / Pérdida en el deterioro en el valor de los activos - Impairment	(7.689)	(3.862)	(3.403)	(3.220)
Otros (gastos) ingresos operativos netos	(21.061)	(17.970)	(18.128)	(14.731)
Total	(286.879)	(248.071)	(233.234)	(207.699)

(*) En 2017, incluye los efectos del Programa de Regularización Tributaria (PRT) y del Programa Especial de Regularización Tributaria (PERT), en el valor de R\$ 2.298.

(**) En 2018, incluye básicamente el resultado con las desinversiones, según nota explicativa 10.1. En 2017, incluye básicamente áreas devueltas, proyectos cancelados y la ganancia en la desinversión de la NTS.

Costo de ventas superiores en 2018, reflejando:

- mayores gastos con participaciones gubernamentales y con importaciones de petróleo, derivados y gas natural, en función de los mayores costos de los commodities y devaluación del real frente al dólar. Las participaciones gubernamentales también fueron influenciadas por el aumento de la producción en campos donde hay incidencia de alícuotas elevadas de participación especial;

- aumento de los costos asociados a las actividades en el exterior, reflejando la elevación de las cotizaciones internacionales; y

- elevación de la participación de aceite importado en la carga procesada y de GNL en el mix de las ventas, resultante de la menor producción.

El aumento de los gastos de ventas en 2018 fue debido al aumento de los gastos logísticos, en función del pago de tarifas para utilización de los gasoductos, después de la venta de la NTS en abril de 2017, de las mayores pérdidas de crédito esperadas referentes al sector eléctrico y de los mayores gastos con terminales de regasificación de GNL y cabotaje, en virtud de la devaluación del real frente al dólar.

Los menores gastos generales y administrativos reflejan los menores gastos con consultorías, tecnología de la información y servicios administrativos prestados por terceros, siguiendo la disciplina financiera de control de gastos.

La reducción en los gastos tributarios se deriva principalmente de los efectos de la adhesión a los Programas de Regularización de Tributos Federales en 2017.

28. Resultado financiero, neto

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Gastos con endeudamiento	(21.848)	(22.915)	(16.840)	(16.619)
Diferencias cambiarias y monetarias del endeudamiento neto ⁽¹⁾	(11.088)	(13.184)	(10.227)	(8.269)
Agio (Desagio) en la recompra de títulos de deuda	(1.015)	(1.067)	-	-
Ingresos provenientes de inversiones financieras y títulos públicos	2.054	1.850	598	638
Resultado financiero sobre endeudamiento neto	(31.897)	(35.316)	(26.469)	(24.250)
Cargas financieras capitalizadas	6.584	6.313	5.350	4.607
Ganancias (pérdidas) sobre instrumentos derivativos	(1.434)	(212)	36	12
Actualización financiera de la provisión para desmantelamiento	(2.366)	(2.432)	(2.304)	(2.365)
Otros gastos e ingresos financieros netos (**)	7.338	(1.523)	4.317	(877)
Otras diferencias cambiarias y monetarias netas	675	1.571	737	1.013
Resultado financiero neto	(21.100)	(31.599)	(18.333)	(21.860)
Ingresos	11.647	3.337	5.948	2.917
Gastos	(20.898)	(23.612)	(14.826)	(17.521)
Diferencias cambiarias y monetarias, netas	(11.849)	(11.324)	(9.455)	(7.256)
Total	(21.100)	(31.599)	(18.333)	(21.860)

⁽¹⁾ Incluye diferencia monetaria sobre financiaciones en moneda nacional parametrizada a la variación del dólar estadounidense.

^(**) Incluye R\$ 5.259 referente al sector eléctrico, según nota explicativa 8.4.

Gastos financieros netos inferiores en 2018, principalmente por:

- reconocimiento de ganancia en virtud de los acuerdos firmados en 2018 referentes a los recibibles del sector eléctrico del Sistema Eletrobras;
- gastos derivados de la adhesión a Programas de Regularización de Tributos Federales reconocidos en 2017;
- reducción de los gastos con intereses debido a los prepagos de deudas; y
- actualización de los intereses sobre recibibles de cuenta petróleo y alcohol, en virtud de la decisión favorable en juzgado, contra la Unión federal (nota explicativa 19.7.2).

Estos efectos fueron parcialmente compensados por la variación monetaria y cambiaria negativa mayor, debido a la apreciación del 5,3% del dólar sobre la exposición activa media en libra.

29. Informaciones complementarias al estado de flujo de efectivo

	Consolidado		Controladora	
	2018	2017	2018	2017
Valores pagados / recibidos durante el período				
Impuesto a las ganancias retenido en la fuente de terceros	3.069	2.729	2.985	2.640
Transacciones de inversiones y financiaciones que no envuelven efectivo				
Adquisición de propiedad, planta y equipo en crédito	521	427	1.747	-
Contrato con transferencia de beneficios, riesgos y controles de bienes	-	277	-	277
Constitución (reversión) de la provisión para desmantelamiento de áreas	18.187	14.617	18.193	14.367
Uso de depósitos judiciales y créditos fiscales para el pago de contingencia	222	1.004	138	916
Prepago de exportación	-	-	34.161	22.384

30. Informaciones por segmento

La presentación de informaciones por segmento refleja la estructura de evaluación de la alta administración con relación a los desempeños y asignación de recursos de los negocios.

Activo Consolidado por área de negocio - 31.12.2018

	E&P	RTC	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Corriente	20.630	46.360	7.853	308	9.978	72.653	(14.176)	143.606
No corriente	492.059	124.450	52.626	535	9.940	36.500	757	716.867
Realizable a largo plazo	31.443	12.731	5.908	9	3.245	31.232	910	85.478
Inversiones	2.520	5.046	2.932	176	-	16	-	10.690
Propiedad, planta y equipo	450.073	105.998	42.845	350	5.923	4.793	(153)	609.829
En operación	361.027	94.337	33.003	345	5.087	4.098	(153)	497.744
En construcción	89.046	11.661	9.842	5	836	695	-	112.085
Activos intangibles	8.023	675	941	-	772	459	-	10.870
Activo Total	512.689	170.810	60.479	843	19.918	109.153	(13.419)	860.473

Activo Consolidado por área de negocio - 31.12.2017

	E&P	RTC	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Corriente	25.056	41.912	5.992	213	9.795	90.878	(17.937)	155.909
No corriente	453.344	127.015	55.391	413	10.451	30.676	(1.684)	675.606
Realizable a largo plazo	25.206	11.014	7.924	12	3.553	24.772	(1.526)	70.955
Inversiones	4.727	4.937	2.747	108	16	19	-	12.554
Propiedad, planta y equipo	418.421	110.488	43.767	293	6.158	5.388	(158)	584.357
En operación	302.308	96.652	34.999	280	5.300	4.320	(158)	443.701
En construcción	116.113	13.836	8.768	13	858	1.068	-	140.656
Activos intangibles	4.990	576	953	-	724	497	-	7.740
Activo Total	478.400	168.927	61.383	626	20.246	121.554	(19.621)	831.515

Notas explicativas

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)



Estado consolidado del resultado por Área de Negocio - 31.12.2018

	E&P	RTC	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Ingresos de ventas	191.546	269.138	45.028	929	102.013	-	(258.818)	349.836
Intersegmentos	182.983	61.145	12.516	877	1.297	-	(258.818)	-
Terceros	8.563	207.993	32.512	52	100.716	-	-	349.836
Costo de ventas	(105.599)	(245.936)	(33.288)	(872)	(95.910)	-	256.312	(225.293)
Ganancia (Pérdida) bruta	85.947	23.202	11.740	57	6.103	-	(2.506)	124.543
Gastos	(19.463)	(12.677)	(8.989)	(13)	(3.396)	(16.911)	(137)	(61.586)
Gastos de ventas	(291)	(6.496)	(6.870)	(7)	(3.193)	95	(99)	(16.861)
Gastos generales y de administración	(934)	(1.365)	(551)	(69)	(826)	(5.185)	(2)	(8.932)
Gastos de exploración	(1.904)	-	-	-	-	-	-	(1.904)
Gastos con investigación y desarrollo tecnológico	(1.622)	(42)	(75)	-	(4)	(606)	-	(2.349)
Gastos tributarios	(411)	(768)	(241)	(17)	(267)	(1.086)	-	(2.790)
Reversión / (pérdida) por el deterioro de activos - Impairment	(5.348)	(1.687)	(723)	69	-	-	-	(7.689)
Otros ingresos y gastos operativos, netos	(8.953)	(2.319)	(529)	11	894	(10.129)	(36)	(21.061)
Ganancia (Pérdida) neta antes del resultado financiero, participación e impuestos	66.484	10.525	2.751	44	2.707	(16.911)	(2.643)	62.957
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(21.100)	-	(21.100)
Resultado de participaciones en inversiones	297	1.299	355	(26)	(8)	2	-	1.919
Ganancia (Pérdida) neta antes de los impuestos sobre la renta	66.781	11.824	3.106	18	2.699	(38.009)	(2.643)	43.776
Impuestos sobre la renta	(22.604)	(3.578)	(935)	(15)	(921)	10.077	898	(17.078)
Ganancia (Pérdida) neta	44.177	8.246	2.171	3	1.778	(27.932)	(1.745)	26.698
Ganancia (Pérdida) atribuible a:								
Accionistas de Petrobras	44.196	8.405	1.709	3	1.290	(28.079)	(1.745)	25.779
Accionistas no controladores	(19)	(159)	462	-	488	147	-	919
Ganancia (Pérdida) neta	44.177	8.246	2.171	3	1.778	(27.932)	(1.745)	26.698

Estado consolidado del resultado por Área de Negocio - 31.12.2017

	E&P	RTC	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Ingresos de ventas	134.737	214.067	39.549	682	88.050	-	(193.390)	283.695
Intersegmentos	130.195	51.549	9.672	644	1.330	-	(193.390)	-
Terceros	4.542	162.518	29.877	38	86.720	-	-	283.695
Costo de ventas	(89.222)	(184.469)	(28.118)	(706)	(81.451)	-	191.866	(192.100)
Ganancia bruta	45.515	29.598	11.431	(24)	6.599	-	(1.524)	91.595
Gastos	(11.969)	(11.548)	(2.158)	(72)	(4.047)	(26.408)	231	(55.971)
Gastos de ventas	(397)	(5.526)	(5.745)	(6)	(3.180)	86	258	(14.510)
Gastos generales y de administración	(1.049)	(1.461)	(529)	(72)	(874)	(5.328)	(1)	(9.314)
Gastos de exploración	(2.563)	-	-	-	-	-	-	(2.563)
Gastos con investigación y desarrollo tecnológico	(1.066)	(40)	(83)	-	(2)	(640)	-	(1.831)
Gastos tributarios	(1.633)	(651)	(827)	(21)	(132)	(2.657)	-	(5.921)
Reversión / (pérdida) por el deterioro de activos - Impairment	142	(2.297)	(1.684)	(23)	-	-	-	(3.862)
Otros ingresos y gastos operativos, netos	(5.403)	(1.573)	6.710	50	141	(17.869)	(26)	(17.970)
Ganancia (Pérdida) neta antes del resultado financiero, participación e impuestos	33.546	18.050	9.273	(96)	2.552	(26.408)	(1.293)	35.624
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(31.599)	-	(31.599)
Resultado de participaciones en inversiones	440	1.411	374	(85)	8	1	-	2.149
Ganancia (Pérdida) neta antes de los impuestos sobre la renta	33.986	19.461	9.647	(181)	2.560	(58.006)	(1.293)	6.174
Impuestos sobre la renta	(11.406)	(6.137)	(3.154)	33	(867)	15.294	440	(5.797)
Ganancia (Pérdida) neta	22.580	13.324	6.493	(148)	1.693	(42.712)	(853)	377
Ganancia (Pérdida) atribuible a:								
Accionistas de Petrobras	22.453	13.510	6.113	(148)	1.663	(43.184)	(853)	(446)
Accionistas no controladores	127	(186)	380	-	30	472	-	823
Ganancia (Pérdida) neta	22.580	13.324	6.493	(148)	1.693	(42.712)	(853)	377

El segmento de Exploración y Producción (E & P) obtuvo un aumento en la ganancia operativa principalmente en razón de mayores cotizaciones de Brent y de la reversión de gastos con desmantelamiento de área, que fueron parcialmente compensados por mayores costos con participaciones gubernamentales, pérdidas con *impairment* de activos y con contingencias judiciales.

En el segmento de Refino, Transporte y Comercialización (RTC) la ganancia operativa disminuyó en función del menor margen de comercialización de derivados, principalmente gasolina, diesel y GLP y de los mayores gastos de ventas, compensados parcialmente por la realización de inventarios formados a precios inferiores y menor *impairment*.

En cuanto al segmento de Gas y Energía, a pesar del efecto positivo de los mayores márgenes en la comercialización de gas, la ganancia operativa presentó reducción en función de mayores gastos de ventas con el pago de aranceles para uso de gasoductos de la malla sudeste y del impacto positivo con la venta de la NTS en abril de 2017.

En el segmento de Distribución, el aumento de la ganancia operativa refleja la reversión de pérdidas con procesos judiciales en función del Término de Acuerdo Extrajudicial firmado con el Estado de Mato Grosso, compensado parcialmente por la reducción de los márgenes medios de comercialización y de los volúmenes vendidos.

31. Procesos judiciales y contingencias

31.1. Procesos judiciales provisionados

La Compañía realiza provisiones en un monto suficiente para cubrir las pérdidas consideradas probables y confiablemente estimables. Las principales acciones se refieren a:

- Procesos laborales, con destaque: (i) acciones individuales de revisión de la metodología de cálculo del complemento de remuneración mínima por nivel y régimen de trabajo (RMNR); (ii) diferencias de cálculo de los reflejos de horas extras en el descanso semanal remunerado; y (iii) acciones de subcontratados.
- Procesos fiscales, incluyendo: (i) la no ratificación de compensaciones de impuestos federales; y (ii) utilización de crédito de ICMS en la importación de plataformas; y
- Procesos civiles referentes a: (i) acuerdo para terminar la acción colectiva consolidada delante la Corte Federal de Nueva York; (ii) cobro de royalties sobre la actividad de extracción de esquisto; (iii) reclamación por incumplimiento contractual relacionado con la construcción de plataforma; (iv) indemnización proveniente de acción de expropiación de área para la constitución de servidumbre de pasaje; (v) cobro de royalties y participaciones gubernamentales sobre producción de gas; (vi) multas aplicadas por la ANP en relación con los sistemas de medición; (vii) rescisión de contrato de servicios de perforación vinculado al buque-sonda Titanium Explorer; y (viii) diferencias de participaciones especiales relativas a la unificación de los campos en el complejo Parque das Baleias.

Los montos de las provisiones son los siguientes:

Pasivo corriente y no corriente	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Laborales	4.236	4.513	3.661	4.020
Fiscales	1.901	4.065	1.574	2.581
Civiles	22.126	14.362	16.602	12.190
Ambientales	432	300	420	286
Otros	-	1	-	-
Total	28.695	23.241	22.257	19.077
Pasivo corriente	13.493	7.463	11.673	6.397
Pasivo no corriente	15.202	15.778	10.584	12.680
	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Saldo Inicial	23.241	11.052	19.077	8.391
Adición, neta de reversión	4.834	12.726	2.855	10.982
Utilización	(2.399)	(1.448)	(2.174)	(1.072)
Actualización de intereses	2.680	909	2.499	776
Otros	339	2	-	-
Saldo Final	28.695	23.241	22.257	19.077

En la preparación de los estados financieros del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, la Compañía consideró todas las informaciones disponibles sobre los procesos en los que es parte involucrada para realizar las estimaciones de los valores de las obligaciones y la probabilidad de salida de recursos.

En el ejercicio de 2018, los principales movimientos en la provisión ocurrieron en diferencias de participaciones especiales relativas a la unificación de los campos en el complejo Parque das Baleias, rescisión de contrato de prestación de servicios de perforación vinculado al buque-sonda Titanium Explorer, en la revisión del éxito en acción de indemnización de naturaleza civil en Petrobras, además de decisiones judiciales y administrativas desfavorables a la Compañía en diversos procesos, que resultaron en la alteración de la expectativa de pérdida para probable, parcialmente compensadas por la reversión de acciones colectivas sobre RMNR después de la decisión del Supremo Tribunal Federal – STF, del acuerdo extrajudicial de la Petrobras Distribuidora para liquidación de débitos fiscales con el Estado de Mato Grosso y por la inclusión de débitos de ICMS en la venta de queroseno de aviación y de créditos de ICMS en la importación de plataformas en los programas de amnistías estaduais.

Además, se destaca la diferencia de cambio de la provisión de la *Class Action* en los Estados Unidos en el período, y el pago de impuestos sobre el envío de la primera y segunda cuotas del Acuerdo de Acción Colectiva por Petrobras el primer de marzo de 2018 y 2 de julio de 2018, respectivamente, según nota explicativa 31.4.

31.2. Depósitos judiciales

Los depósitos judiciales se presentan de acuerdo con la naturaleza de las correspondientes causas:

Activo no corriente	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Fiscales	17.682	10.922	16.733	10.052
Laborales	4.500	3.998	4.104	3.637
Civiles	3.188	2.947	3.043	2.842
Ambientales	621	581	596	554
Otros	12	17	-	-
Total	26.003	18.465	24.476	17.085

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Saldo Inicial	18.465	13.032	17.085	11.735
Adición, neta de reversión	6.700	5.155	6.587	5.044
Utilización	(315)	(441)	(214)	(343)
Actualización de intereses	1.069	721	1.018	649
Otros	84	(2)	-	-
Saldo Final	26.003	18.465	24.476	17.085

En el ejercicio de 2018, la Compañía realizó depósitos judiciales por el monto de R\$ 6.700 incluyendo depósitos resultantes de la decisión desfavorable proferida por el Tribunal Regional Federal del RJ en octubre de 2017, al entender que las remesas para pago de fletamento, en el período de 1999 a 2002, estarían sujetas al impuesto retenido en la fuente, y depósitos garantizando acciones de ganancia de controladas y asociadas en el exterior, no considerada en la base de cálculo del IRPJ y CSLL, con base en la nota 31.3.

31.3. Procesos judiciales no provisionados

Los procedimientos judiciales que constituyen obligaciones presentes cuya salida de recursos no es probable o que no pueda haber una estimativa suficientemente fiable del valor de la obligación, así como aquellos que no constituyen obligaciones presentes, no son reconocidos, sin embargo son divulgados, a menos que sea remota la posibilidad de salida de recursos.

Los pasivos contingentes, con intereses y actualización monetaria, estimados para los procedimientos judiciales el 31 de diciembre de 2018, para los cuales la posibilidad de pérdida es considerada posible, son presentados en la siguiente tabla:

Naturaleza	Consolidado	
	31.12.2018	31.12.2017
Fiscales	144.491	129.466
Laborales	33.396	23.825
Civiles – Generales	25.336	31.825
Civiles – Ambientales	16.357	7.787
Total	219.580	192.903

Los cuadros a continuación detallan las principales causas de naturaleza fiscal, civil, ambiental y laboral cuyas expectativas de pérdidas son clasificadas como posibles.

Descripción de los procesos de naturaleza fiscal	Estimativa	
	31.12.2018	31.12.2017
Actor: Secretaría de Hacienda Federal de Brasil.		
1) Incidencia del Impuesto sobre la Renta Retenido en la Fuente - IRRF y Contribución de Intervención en el Dominio Económico - CIDE y PIS/COFINS-importación sobre las remesas para el pago de fletes de embarcaciones. Situación actual: La discusión jurídica relacionada con la incidencia de Impuesto sobre la renta retenido en la fuente - IRRF, en el período de 1999 a 2002, trata de la legalidad de acto normativo de la Receita Federal que garantiza alícuota cero para dichas remesas. La Compañía ratifica la clasificación de la pérdida como posible en virtud de que haya manifestaciones favorables al entendimiento de la Compañía en los Tribunales Superiores y procurará asegurar la defensa de sus derechos. Los demás procesos involucrando a CIDE y PIS / COFINS se encuentran en fase administrativa y judicial diversas y son clasificados como posible en función de haber previsión legal en línea con el entendimiento de la Compañía.	44.822	43.141
2) Ganancia de controladas y coligadas domiciliadas en el exterior no considerada en la base de cálculo del IRPJ y CSLL. Situación actual: La cuestión involucra procesos en fase administrativa y judicial diversas, permaneciendo como pérdida posible frente al hecho de que hay manifestaciones favorables al entendimiento de la Compañía en los Tribunales Superiores. Hay notificación para un año más.	20.179	13.191
3) Pedidos de compensación de tributos federales no homologados por la Hacienda Federal. Situación actual: La cuestión envuelve procesos en diversas fases administrativas y judiciales.	12.227	11.977
4) Incidencia de contribuciones a la seguridad social en el pago de abono y gratificación contingente a los empleados. Situación actual: Aguardando juicio de defensa y recursos en la esfera administrativa y judicial. Se obtuvo una victoria definitiva para la parcela relativa a la gratificación contingente, permaneciendo la otra parcela en discusión judicial.	3.599	5.097
5) Cobro del CIDE-Combustibles en transacciones con distribuidoras y puestos de combustibles detentores de mandatos liminares que determinaban las ventas sin repase del referido impuesto. Situación actual: La cuestión envuelve procesos en fase judicial en etapas diversas.	2.280	2.224
6) Dedución de la base de cálculo del IRPJ y CSLL de los valores pagados como incentivo a la repactación del Plan Petros (activos e inactivos) y servicio pasado. Situación actual: La sentencia publicada en mayo y confirmada en junio de 2017 reconoció la deducibilidad en la base de cálculo IRPJ y de la CSLL, pero limitada al 20% de la plantilla de salarios de los empleados y de la remuneración de los dirigentes vinculados al Plan. En el año 2017, tras examinar los fundamentos de dichas decisiones, la Compañía modificó para pérdida probable el procedimiento de deducción que superaba el límite del 20% y para la pérdida remota la discusión relativa a la deducción dentro de ese límite. Las cuestiones restantes, cuyo fundamento jurídico es distinto, permanecen en este ítem como pérdida posible y se encuentran en fase administrativa y judicial.	2.100	2.028
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de SP, CE, PB, RJ, BA, PA, AL y SE.		
7) Cobro y crédito de ICMS en operaciones de consumo interno de aceite búnker y aceite diesel marítimo destinados a embarcaciones fletadas. Situación actual: Existen notificaciones labradas por los Estados, siendo algunas discutidas aún en la esfera administrativa y otras en la esfera judicial.	5.125	1.912
Actor: Secretaría de Hacienda de RJ, BA y AL.		
8) Exigencia de ICMS en operaciones de salida de Gas Natural Licuado - GNL e C5+ con emisión de documento fiscal no acepto por la autoridad fiscal, así como cuestionamiento del derecho de aprovechar el crédito. Situación actual: La cuestión envuelve procesos en diversas fases administrativas y judiciales.	4.641	4.519
Actor: Municipalidades de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Mataráizes, Linhares, Vila Velha y Vitória.		
9) Cobro de impuesto incidente sobre servicios prestados en aguas marítimas (ISSQN) en favor de algunos municipios localizados en el Estado de Espírito Santo, con el argumento que el servicio fuera prestado en sus "respectivos territorios marítimos". Situación actual: La cuestión envuelve procesos en diversas fases administrativas y judiciales.	4.353	4.050
Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de RJ, SP, PR, RO y MG		
10) Cobro de diferencias de alícuotas de ICMS en operaciones de venta de queroseno de aviación para empresas aéreas en el mercado interno, y otros cuestionamientos derivados de la utilización del beneficio fiscal del ICMS. Situación actual: La cuestión involucra procesos que están en las instancias administrativa y judicial.	3.738	3.595
Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de RJ, AL, AM, PA, BA, GO, MA, SP y PE.		
11) Crédito del ICMS no revertido debido a salidas exentas o libres de impuestos, propias o promovidas por terceros en operaciones subsecuentes. Situación actual: La cuestión involucra procesos que están en las instancias administrativa y judicial diversas.	3.649	3.404
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de RJ, SP, ES, BA, PE, MG, RS, AL, SE y CE.		
12) Apropiación de crédito de ICMS sobre adquisiciones de mercancías que, en el entendimiento de la fiscalización, no configurarían bienes del activo de propiedad, planta y equipo. Situación actual: La cuestión involucra procesos aún en la esfera administrativa y otras en la esfera judicial.	3.487	3.287
Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de PR, AM, BA, ES, PA, PE, SP, PB y AL.		
13) Incidencia de ICMS sobre diferencias en el control de los inventarios físicos y fiscales. Situación actual: La cuestión involucra procesos que están en las instancias administrativa y judicial.	3.448	3.227
Actor: Secretaría de Hacienda del Estado del Rio de Janeiro		
14) Cobro de ICMS por el Estado del Rio de Janeiro al argumento de que las transferencias sin destaque de ICMS con base en el Régimen Especial redujo el total de créditos del establecimiento centralizador. Situación actual: Notificaciones elaboradas con presentación de defensa administrativa en forma de impugnación. El proceso sigue en primera instancia, pendiente de juicio.	3.101	-
Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de SP, RS y SC		

15) Cobro de ICMS sobre las importaciones de gas natural provenientes de Bolivia, bajo la excusa de que estos estados eran los destinatarios finales (consumidores) del gas importado. Situación actual: La cuestión involucra procesos judiciales y administrativos, así como tres demandas civiles originarias pendientes en el Supremo Tribunal Federal.	2.868	2.817
Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de São Paulo		
16) Diferimiento de ICMS en las ventas de Biodiesel B100, así como por el uso de tasa de ICMS (7%) en transacciones interestatales de ventas de Biodiesel B100 con los Estados de la región Centro-Oeste, Norte, Noreste de Brasil, y con el Estado de Espírito Santo. Situación actual: La cuestión involucra procesos en fases administrativa y judicial diversas. En el cuarto trimestre se concedió la tutela anticipada para suspender la exigibilidad de crédito tributario, independiente de ofrecimiento de garantía, en discusión de auto de infracción que ya había sufrido reducción en la vía administrativa en el tercer trimestre.	2.552	2.933
17) Cobro de ICMS debido al no encuadramiento de la admisión temporaria por el hecho del o despacho aduanero de la importación de la sonda haber sido realizado en el Estado de RJ y no en el Estado de SP. Situación actual: La cuestión involucra proceso en fase judicial, decidido definitivamente por el STJ en el cuarto trimestre cuando no fue conocido el recurso de Embargos de Declaración de la Hacienda Paulista, pendiente de decisión por el STF.	-	2.518
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de MG, MT, GO, RJ, PA, CE, BA, PR, SE, AL, RN, SP y PR.		
18) Apropriación de crédito de ICMS sobre adquisiciones de mercancías (productos en general) que, en el entendimiento de la fiscalización, serían materiales de utilización y consumo, y así sería indebido el crédito del impuesto. Situación actual: Existen notificaciones labradas por los Estados. La cuestión involucra procesos en fase administrativa y judicial diversas.	2.281	941
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de RJ, SP, SE y BA.		
19) Utilización de créditos de ICMS en la adquisición de taladros de perforación y de productos químicos utilizados en la formulación de fluido de perforación. Situación actual: La cuestión involucra procesos en fases administrativas y judiciales diversas.	2.197	1.696
Actores: Estados de GO, PA, RJ, RR, SC, SP y TO		
20) Cobro de ICMS – ST sobre el envío y devolución simbólica de queroseno de aviación al establecimiento minorista que, en el entendimiento de la fiscalización, hay retención y pago del ICMS-ST por las operaciones posteriores por tratarse de envío para contribuyente minorista establecido en el Estado. Situación actual: La cuestión involucra procesos aún en la fase administrativa, y otros en la fase judicial.	1.445	1.376
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de Pernambuco y Bahia		
21) Cobro de ICMS sobre ventas interestatales de gas natural con destino a las distribuidoras ubicadas en su Estado. La fiscalización entiende que las operaciones serían de transferencia, una vez que las actividades realizadas en el "city-gate" son de industrialización, caracterizándolo como un establecimiento y consecuentemente exigiendo la diferencia entre el impuesto incidente en la operación de venta y de transferencia. Situación actual: La cuestión involucra procesos en la esfera judicial.	1.177	1.108
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de AM, RS y RJ.		
22) Cobro de ICMS por los Estados debido a controversia sobre la formación de la base de cálculo en operaciones interestadales e internas de transferencias entre establecimientos de un mismo contribuyente. Situación actual: La cuestión involucra procesos aún en la esfera administrativa y otros en la esfera judicial. Reducción de exposición debido a la inclusión de débitos de ICMS en los programas de amnistias estatales.	675	1.481
23) Otros procesos de naturaleza fiscal	14.547	12.944
Total de procesos de naturaleza fiscal	144.491	129.466

Descripción de los procesos de naturaleza laboral

	Estimativa	
	31.12.2018	31.12.2017
Actores: Empleados y Sindipetro de los estados de ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, RN, CE, PI, PR y SC.		
1) Acciones que requieren la revisión de la metodología de cálculo del complemento de la Remuneración Mínima por Nivel y Régimen (RMNR). Situación actual: El Pleno del Tribunal Superior del Trabajo – TST juzgó el incidente de recurso repetitivo instaurado y decidió contrariamente a la Compañía. Petrobras presentó el recurso de Embargos de Declaración de la decisión, que fueron rechazados por el TST. La Compañía interpondrá el recurso adecuado. El 26 de julio de 2018, el Supremo Tribunal Federal, en una decisión singular, deferó la solicitud de la Compañía para impedir los efectos del juicio del TST, determinando, así, la suspensión de las acciones individuales y colectivas que discuten el asunto RMNR, hasta deliberación de esta materia en la Corte Suprema o ulterior deliberación, en sentido contrario, del Relator designado para el proceso. En el día 13/08/2018, el Relator confirmó la decisión singular de un Ministro de esta Corte y extendió la decisión a las acciones rescisas en curso sobre la materia, las cuales deben permanecer suspendidas en los Tribunales en que se encuentren.	24.233	14.940
Actores: Sindicato de los Petroleiros del Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF		
2) El actor tiene como objetivo condenar a la Compañía a pagar como extraordinarias las horas de trabajo que superan el límite diario de 12 horas de trabajo efectivo en el sistema de guardia. También tiene la intención de obligar a la Compañía a cumplir con el límite de 12 horas de trabajo efectivo en el sistema de guardia y el intervalo intermedio de 11 horas, sujeto a una multa diaria. Situación actual: El Recurso de Revista del Sindicato no fue conocido por el TST. Cabe recurrir la decisión.	1.362	1.286
3) Otros procesos de naturaleza laboral	7.801	7.599
Total de los procesos de naturaleza laboral	33.396	23.825

Descripción de los procesos de naturaleza civil	Estimativa	
	31.12.2018	31.12.2017
Actor: Diversos actores en Brasil y EIG Management Company en los Estados Unidos		
1) Arbitrajes en Brasil y acción judicial en los Estados Unidos referentes a Sete Brasil Participações S. A. Situación actual: Petrobras litiga en diversos arbitrajes sobre el caso Sete Brasil de naturaleza confidencial, siendo que en una de ellas se dictó sentencia arbitral favorable a Petrobras. El inversor vencido en la sentencia arbitral fue a juicio con una acción anulatoria de sentencia arbitral, la cual no tuvo el mandato deferido mismo con recurso a la segunda instancia. La acción judicial propuesta por la EIG y las afiliadas alega que la Compañía habría practicado fraude al inducir a los autores a invertir en la "Siete", a través de comunicaciones que habrían dejado de revelar un supuesto esquema de corrupción que involucra a Petrobras y la "Siete". La Corte Federal del Distrito de Columbia acogió en parte la defensa preliminar de Petrobras (motion to dismiss). Petrobras recurrió de la parte de la decisión referente a su defensa preliminar que le fue desfavorable. El 19 de enero de 2018 se celebró una audiencia para la presentación de argumentos orales de las partes relativas al recurso ante la Corte Federal de Apelaciones del Distrito de Columbia (D.C. Circuit). El 3 de julio de 2018, una clase de la Corte Federal de Apelaciones dictó decisión, por mayoría, rechazando el recurso interpuesto por Petrobras. Esta decisión no evaluó el mérito de las alegaciones de la EIG y analizó sólo si Petrobras tendría inmunidad de jurisdicción en Estados Unidos en esta etapa inicial del caso. Petrobras interpuso recurso para el órgano colegiado superior de la Corte Federal de Apelaciones ("Petition for Rehearing"), el 2 de agosto de 2018, y el 1° de octubre de 2018 el referido órgano rechazó esta petición.	8.068	7.036
Actor: Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural e Biocombustíveis - ANP		
2) Procesos administrativos que discuten la diferencia de participación especial y royalties en varios campos. También incluye la discusión de multas impuestas por la ANP por supuesto incumplimiento del programa exploratorio mínimo e irregularidades en el cumplimiento de normas aplicables a la industria de petróleo. Situación actual: Las cuestiones envuelven procesos en fase administrativa y judicial en diversas fases.	6.442	5.410
3) Procesos que discuten la determinación de la ANP de: unificar los campos de Lula y Cernambi en el Consorcio BM-S-11, unificar los Campos de Baúna y Piracaba, unificar los Campos de Tartaruga Verde y Mestiça; y unificar los Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte y Pirambu, en el complejo Parque das Baleias, generando así impactos en el recogimiento de las participaciones especiales (PE). Situación actual: La lista envuelve procesos judiciales y arbitrales, tales como: a) Lula / Cernambi: los valores de las supuestas diferencias de participaciones especiales fueron inicialmente depositados judicialmente, pero con la casación de la liminar favorable, sigue suspendido el arbitraje y actualmente las diferencias han sido pagadas directamente a la ANP hasta que sea reformada la decisión judicial correspondiente; b) Baúna y Piracaba: el Tribunal revisó el orden anterior que vedaba el depósito judicial, de modo que Petrobras, actualmente, viene depositando los valores controvertidos. Se suspende el arbitraje; c) Tartaruga Verde y Mestiças: Petrobras también fue autorizada a realizar los depósitos de los valores controvertidos. El Tribunal Regional Federal de la Segunda Región entendió por la competencia del Tribunal Arbitral, autorizando la prosecución del arbitraje que está suspendida por iniciativa de las partes; d) Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte y Pirambu, en el complejo Parque das Baleias: el Poder Judicial dictó decisiones permitiendo el arbitraje con la ANP. En consecuencia, el Tribunal Arbitral pronunció una decisión cautelar alejando el cobro de PE por la ANP, determinando que Petrobras ofrezca garantías para los débitos a ser negociados. El arbitraje fue suspendido, por iniciativa de las partes, con el objetivo de buscar una alternativa para la resolución de la controversia de R\$ 10,6 mil millones, actualizada hasta el 4T-2018. En diciembre de 2018, la ANP publicó consulta y audiencia públicas n° 34/2018 divulgando el borrador de acuerdo desarrollado por las áreas técnicas de Petrobras y de la ANP, así como las notas técnicas que apuraron los nuevos valores de PE que, actualizados hasta 4T-2018, totalizan R\$ 3,5 mil millones. En ese contexto, la Compañía cree que a 31 de diciembre de 2018 es probable una salida de recursos por valor de R\$ 3,5 mil millones para liquidar la controversia con la ANP.	1.112	8.711
Actor: Vantage Deepwater Company y Vantage Deepwater Drilling Inc.		
4) Litigios internacionales sobre la rescisión unilateral de contrato de servicio de perforación vinculado al buque-sonda Titanium Explorer Situación actual: Sentencia arbitral desfavorable fue dictada el 02/07/2018 en arbitraje con sede en Texas, EE.UU. El Tribunal Arbitral formado por tres árbitros decidió por mayoría, con un voto divergente, que Vantage tiene derecho a US\$ 622,02 millones, además de intereses compuestos del 15,2%, de resarcimiento por la rescisión anticipada del contrato de servicios de perforación de la sonda Titanium Explorer. El día 02/07/2018, Vantage se encargó de la acción de confirmación de la sentencia arbitral ante la Corte Federal de Texas. En 31/08/2018, Petrobras impugnó la acción y juzgó la acción anulatoria de la sentencia arbitral, incluso con base en el voto divergente que reconoció haber sido negadas las protecciones fundamentales del debido proceso legal a Petrobras. En el 27/08/2018, el Juzgado neerlandés aprobó la medida cautelar en favor de Vantage, bloqueando eventuales valores y bienes debidos a Petrobras, derivados de obligaciones existentes por algunas de sus subsidiarias con sede en Holanda, hasta el 27/08/18, limitadas al valor de US\$ 684 millones. La medida también alcanza las acciones de las subsidiarias Petrobras Netherlands B.V. y Petrobras International Braspetro B.V. El 15/11/2018, Vantage movió acción de reconocimiento de la sentencia arbitral ante el Poder Judicial Holandés. En el día 19/12/2018, la Corte Federal de Texas negó el pedido de la Compañía para recoger el testimonio del árbitro disidente. El 08/03/19, la Corte Federal de Texas celebrará una audiencia final sobre la solicitud de confirmación de la sentencia arbitral formulada por Vantage y la solicitud de anulación formulada por Petrobras. Las posibilidades de pérdida de la Compañía se reclasificaron de posibles para probables y el valor fue provisionado.	-	1.323
5) Procesos diversos de naturaleza civil	9.714	9.345
Total de los procesos de naturaleza civil	25.336	31.825

Descripción de los procesos de naturaleza ambiental	Estimativa	
	31.12.2018	31.12.2017
Actor: Ministério Público del Estado del Rio de Janeiro		
1) Cinco acciones civiles públicas propuestas por el Ministerio Público del Estado del Rio de Janeiro contra PETROBRAS, Instituto Estadual do Ambiente - INEA y Estado do Rio de Janeiro, cuestionando la forma de cumplimiento de condicionantes del licenciamiento ambiental del COMPERJ, solicitando comprobación de la atención de condiciones, complementación de estudios técnicos, nueva definición de condiciones, además de compensaciones por daños materiales y morales colectivos al medio ambiente, así como por daños materiales a las comunidades afectadas. Situación actual: Las cinco acciones se encuentran actualmente suspendidas.	8.121	-
Actor: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual del Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária, IAP - Instituto Ambiental del Paraná e IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis.		
2) Proceso judicial que discute obligación de hacer indemnización pecuniaria y daño moral referente al accidente ambiental ocurrido en el Estado de Paraná el 16/07/2000. Situación actual: Procesos sostenidos en parte por juicio contra el que los autores y la Compañía, parte demandada, interpusieron recursos.	3.493	3.115
Actores: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA y Ministério Público Federal		
3) Procesos administrativos derivados de multas ambientales relacionadas a operación de exploración y producción (upstream), impugnadas por haber divergencia cuanto a interpretación y aplicación de normas por IBAMA, así como una Acción Civil Pública movida por Ministério Público Federal por supuesto daño ambiental, en virtud del hundimiento accidental de la plataforma P-36. Situación actual: Cuanto a las penalidades, algunas aguardan juicio de defensa y recurso en la esfera administrativa, en cuanto otras ya se encuentran en fase de discusión judicial. Cuanto a la acción civil pública, la Compañía recurrió de la sentencia que fue desfavorable en el juicio de primer grado, y acompaña el trámite del recurso en juicio por el Tribunal Regional Federal.	1.550	1.469
4) Otros procesos de naturaleza ambiental	3.193	3.203
Total de procesos de naturaleza ambiental	16.357	7.787

31.4. Acciones colectivas (*class actions*) y procesos relacionados

31.4.1. Acción colectiva y acciones individuales relacionadas en los Estados Unidos

A 31 de diciembre de 2017, la Compañía firmó un acuerdo ("Acuerdo de la Acción Colectiva") para cerrar la Acción Colectiva. Como se ha informado anteriormente, entre 8 de diciembre de 2014 y 7 de enero de 2015, cinco acciones colectivas (*class actions*) fueron propuestas contra la Compañía, Petrobras International Finance Company S.A. ("PfiCo"), que ya había sido incorporada por la Petrobras Global Finance BV ("PGF"), PGF (colectivamente con la Compañía y PifCo, "Petrobras"), algunos suscriptores de ofertas públicas de títulos de deuda hechas por los demandados de Petrobras (los "Suscriptores"), entre otros demandados (los "Demandados"), ante la Corte Federal para el Distrito Sur de Nueva York, Estados Unidos ("Corte Distrital"). Esas acciones fueron consolidadas el 17 de febrero de 2015 ("Acción Colectiva"). La Corte designó un autor líder, Universities Superannuation Scheme Limited ("USS"), el 4 de marzo de 2015.

En resumen, en la Acción Colectiva presentaron pedidos basados en el *United States Securities Exchange Act* de 1934 (o "Exchange Act") y en el *United States Securities Act* de 1933 (o "Securities Act"), alegando que la Compañía, a través de hechos pertinentes, comunicados y otras informaciones archivadas en la *United States Securities and Exchange Commission* (la "SEC"), habría reportado información materialmente falsa y cometido omisiones capaces de inducir a los inversores a error, principalmente en relación con el valor de sus activos, gastos, ganancia neta y la eficacia de sus controles internos sobre los estados financieros y las políticas anticorrupción.

El 22 de junio de 2018, la Corte Distrital aprobó definitivamente el Acuerdo de Acción Colectiva y rechazó las impugnaciones presentadas.

El Acuerdo de Acción Colectiva tiene por objeto cerrar todas las demandas actualmente en curso y que podrían ser propuestas por compradores de valores mobiliarios de Petrobras, incluyendo valores emitidos por Pifco y / o PGF, en los Estados Unidos o por adquirentes de valores mobiliarios de Petrobras listados para transacciones en la Bolsa de Nueva York, o en términos de otras transacciones cubiertas, o que se liquidaron a través de *Depository Trust Company*. Las adquisiciones de valores de Petrobras en B3 están excluidas de dicho acuerdo.

El Acuerdo de Acción Colectiva fue firmado para eliminar el riesgo de un juicio desfavorable, que, según lo anteriormente reportado, podría causar un efecto material adverso a la Petrobras y su situación financiera, así como eliminar incertidumbres, cargas y costos asociados a la continuidad de esa disputa.

En el Acuerdo de Acción Colectiva, Petrobras (junto con su subsidiaria PGF) acordó pagar US\$ 2.950 millones, en dos cuotas de US\$ 983 millones y una última cuota de US\$ 984 millones. De esta forma, la Compañía reconoció en el resultado del cuarto trimestre de 2017, en otros gastos operativos, el valor de R\$ 11.198 considerando impuestos (*gross up*) de la parcela referente a Petrobras. El primer de marzo de 2018, Petrobras y PGF depositaron la primera parte del acuerdo en una cuenta designada por el autor líder de la Acción Colectiva ("*Escrow Account*"), registrada en otros activos corrientes. La segunda parcela fue depositada en 2 de julio de 2018 y la tercera parte se depositará hasta 15 de enero de 2019. La actualización cambiaria de la provisión generó un gasto de R\$ 1.646, registrado en otros gastos operacionales.

Algunos objetores apelaron de la decisión definitiva, y un recurso se encuentra pendiente de juicio. Si las instancias superiores anulan el acuerdo, o si el acuerdo no se vuelve final por otras razones, la Compañía volverá a la posición en que estaba antes del Acuerdo de Acción Colectiva y, dependiendo del resultado de la disputa subsiguiente, la Compañía puede ser obligada a pagar montos sustanciales, que pueden tener un efecto material adverso a su condición financiera, sus resultados operativos o su efectivo.

La solicitud de recurso ante la Suprema Corte de Estados Unidos presentada por Petrobras, el 30 de agosto de 2017, referente a la certificación de la clase, sigue suspendida, aguardando la aprobación final del Acuerdo de Acción Colectiva. Si el Acuerdo de Acción Colectiva se convierte en definitivo, Petrobras desistirá del mencionado recurso.

Algunas personas físicas están buscando medidas en Brasil contra Petrobras para anular y / o suspender el Acuerdo de la Acción Colectiva. Hasta el momento, ninguna medida adversa fue concedida contra dicho acuerdo.

Además de la Acción Colectiva, 33 acciones judiciales fueron movidas por inversores individuales ante la misma Corte Distrital de Nueva York y una acción judicial fue propuesta ante la Corte Distrital de Estados Unidos para el Distrito Este de Pensilvania (colectivamente, las "Acciones Individuales"), que consiste en alegaciones similares a las de la Acción Colectiva. Todas las acciones individuales se cerraron, o porque los demandantes individuales se adhirieron voluntariamente al Acuerdo de Acción Colectiva o a través de acuerdos. Los términos de estos acuerdos son confidenciales y Petrobras niega todas las alegaciones de irregularidades. Los acuerdos tienen por objeto eliminar las incertidumbres, cargas y gastos de los procesos en curso.

En relación con los acuerdos de Acciones Individuales, la Compañía reconoció el valor de R\$ 1.508, durante los ejercicios de 2016 a 2018, en otros ingresos operativos.

31.4.2. Acción colectiva en Holanda

El 23 de enero de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundación") propuso acción judicial colectiva en Holanda, ante la Corte de Rotterdam, contra Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, sus subsidiarias, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV) y Petrobras Global Finance B.V. (PGF), el negocio conjunto Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) y algunos ex gestores de Petrobras.

La Fundación alega que representa los intereses de un grupo no identificado de inversores y alega que como resultado de los hechos revelados por la Operación Lava-Jato, los demandados actuaron de manera ilegal ante los inversores. Con base de estas alegaciones, la Fundación busca una serie de declaraciones judiciales por parte del tribunal holandés.

El 23 de agosto de 2017 se celebró una audiencia en la Corte Distrital de Rotterdam para establecer el cronograma del proceso. Petrobras y otros reos presentaron defensas preliminares el 29 de noviembre de 2017 y la Fundación presentó su respuesta el 28 de marzo de 2018. El 28 de junio de 2018 se celebró una audiencia para la presentación de argumentos orales de las partes. El 19 de septiembre de 2018, la Corte Distrital pronunció su decisión sobre estos temas preliminares habiendo entendido que tiene jurisdicción para juzgar la mayoría de los pedidos formulados por la Fundación. No hubo ningún análisis en relación al mérito de la causa, ya que el tribunal se manifestó sólo sobre cuestiones de procedimiento.

El 18 de diciembre de 2018 se celebró una audiencia ante la Corte Distrital de Rotterdam y el cronograma de las próximas fases de la acción colectiva fue definido. La próxima audiencia se celebrará el 16 de abril de 2019.

La acción colectiva se refiere a cuestiones complejas y el resultado está sujeto a grandes incertidumbres que dependen de factores tales como: la legitimidad de la Fundación para representar los intereses de los inversores, las leyes aplicables al caso, la información obtenida a partir de la fase de producción de evidencias, análisis forense, la plantilla con horario a ser definida por la Corte y decisiones judiciales sobre cuestiones clave del proceso, así como la Fundación sólo busca una decisión declaratoria. No se puede predecir hoy si la Compañía será responsable por el pago efectivo de indemnizaciones en eventuales acciones individuales futuras, pues este análisis dependerá del resultado de estos procedimientos complejos. Además, no es posible saber qué inversores serán capaces de presentar acciones individuales subsiguientes relacionadas con este asunto contra Petrobras.

Además, las alegaciones son amplias, abarcan un período plurianual e involucran una amplia variedad de actividades y, en el escenario actual, los impactos de tales alegaciones son altamente inciertos. Las incertidumbres inherentes a todas estas cuestiones afectan el valor y la duración de la resolución final de esa acción. Como resultado, Petrobras es incapaz de estimar una eventual pérdida resultante de esa acción. La Petrobras es víctima del esquema de corrupción revelado por la Operación Lava-Jato y pretende presentar y probar esta condición ante el tribunal holandés.

Teniendo en cuenta las incertidumbres existentes en el momento, no es posible realizar ninguna evaluación segura de los posibles riesgos relacionados con este litigio. La eventual indemnización por los daños alegados sólo será determinada por decisiones judiciales en acciones subsecuentes a ser presentadas por inversores individuales. La Fundación no puede exigir indemnización por daños.

Petrobras y sus subsidiarias niegan las alegaciones presentadas por la Fundación y pretenden defenderse firmemente.

31.4.3. Arbitrajes en Brasil

Petrobras responde a cinco arbitrajes instaurados por inversores nacionales y extranjeros ante la Cámara de Arbitraje del Mercado, vinculada a B3 - Brasil, Bolsa, Balcón. Los inversores pretenden que la Compañía los indemnice por los supuestos perjuicios financieros causados por la disminución del precio de las acciones de Petrobras listadas en bolsa, en Brasil, derivadas de los actos revelados por la Operación Lava Jato.

Esos arbitrajes involucran cuestiones bastante complejas, sujetas a incertidumbres sustanciales y que dependen de factores como: ineditismo de tesis jurídicas, el cronograma aún por definir por el Tribunal Arbitral, la obtención de pruebas en poder de terceros o oponentes y análisis de expertos.

Además, las pretensiones formuladas son amplias y cubren varios años. Las incertidumbres inherentes a todas estas cuestiones afectan el monto y el tiempo de la decisión final de estos arbitrajes. Como resultado, la Compañía no es capaz de producir una estimación confiable de la pérdida potencial en estos arbitrajes.

A depender del resultado de todos estos casos, la Compañía puede tener que pagar valores sustanciales, que podrían tener un efecto material adverso en su condición financiera, en sus resultados consolidados o en su flujo de caja consolidado en un determinado período. Sin embargo, Petrobras no reconoce responsabilidad por las supuestas pérdidas alegadas por los inversores en estos arbitrajes y se está defendiendo firmemente en todas esas demandas, con el propósito de apartar las pretensiones presentadas. Adicionalmente, para satisfacer eventuales condenas en estos arbitrajes, se podría utilizar la mitad del valor ya pagado en virtud del Acuerdo de Asunción de Compromisos, celebrado con el Ministerio Público Federal (MPF), conforme a la nota explicativa 3.3.1.

31.4.4. Arbitraje en Argentina

En 11 de septiembre de 2018, Petrobras fue citada en la demanda arbitral propuesta por Consumidores Financieros Asociación Civil para su Defensa ("Asociación") contra la Compañía y otras personas físicas y jurídicas, ante el Tribunal Arbitral de la Bolsa de Buenos Aires. Entre otras cuestiones, la Asociación alega la responsabilidad de Petrobras por una supuesta pérdida de valor de mercado de las acciones de Petrobras en Argentina, en razón de los procesos relacionados a la Operación Lava Jato.

Como resultado de un análisis preliminar, Petrobras considera que las alegaciones son totalmente infundadas. Sin embargo, considerando: (i) que Petrobras aún no presentó defensa en el arbitraje; (ii) que el proceso está en fase inicial; y (iii) las incertidumbres inherentes a este tipo de procedimiento, no es posible para la Compañía identificar posibles riesgos relacionados con esta demanda y producir una estimación confiable de la pérdida potencial en este arbitraje, si existe.

Petrobras niega las alegaciones presentadas por la Asociación y se defenderá firmemente en el arbitraje en referencia.

31.5. Procesos judiciales - recuperación de tributos

31.5.1. Recuperación de PIS y COFINS

La Compañía interpuso acciones ordinarias contra el Gobierno Federal, referentes a la recuperación de los valores recaudados a título de PIS/COFINS incidentes sobre ingresos financieros y diferencias cambiarias activas, considerando la inconstitucionalidad del § 1º del art. 3º de la Ley 9.718/98, en los períodos comprendidos entre febrero de 1999 y enero de 2004.

Todas las acciones fueron juzgadas procedentes y tienen el mérito transitado en juzgado. La solicitud de restitución de los valores requiere la previa homologación por el Juicio de los laudos de liquidación y posteriormente la ejecución judicial del derecho. En 2017, para la mayor parte a ser recuperada, hubo la publicación de laudo de liquidación favorable a Petrobras. El proceso aún aguarda la homologación por el Juicio.

El 31 de diciembre de 2018, la Compañía posee registrados en otros activos realizables a largo plazo, con actualización monetaria, el monto de R\$ 3.135 (R\$ 3.212 en 31 de diciembre de 2017) de PIS y COFINS.

31.5.2. Exclusión de ICMS en la base de cálculo de PIS y COFINS

La Compañía juzgó acciones contra la Unión para pleitear la inconstitucionalidad de la inclusión del ICMS en la base de cálculo del PIS y de la COFINS en el período de agosto de 2001 hasta diciembre de 2017.

En cuanto a esta materia, el Supremo Tribunal Federal (STF) definió en marzo de 2017, en principio, sin la posibilidad de modificación del mérito, que el ICMS no integra la base de cálculo de PIS y COFINS. La Unión opuso embargos de declaración en octubre de 2017 buscando modular el efecto de la decisión, aún pendiente de juicio.

La Compañía obtuvo una decisión favorable en el Tribunal Regional Federal de la 2ª Región en agosto de 2018, aplicando el mismo entendimiento fijado por el STF. En enero de 2019, se concedió el pleno apoyo al recurso de la Compañía para abarcar el período de la acción contra la Unión.

En ese contexto, la Compañía está realizando el levantamiento de los valores relacionados a la materia, principalmente en virtud del largo período abarcado, por lo tanto, el activo contingente aún no ha sido razonablemente estimado hasta la presente fecha.

32. Compromisos de compra de gas natural

El Contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) entre Petrobras y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB tiene vigencia inicial hasta el 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente, conforme dispositivo contractual, después del 31 de diciembre de 2019, el GSA será automáticamente prorrogado hasta que todo el volumen contratado sea entregado.

Así, en 31 de diciembre de 2018, la cantidad contratada del GSA para 2019 es de aproximadamente 10,98 mil millones de m³ de gas natural, equivalentes a 30,08 millones de m³ por día, que corresponde a un valor total estimado de US\$ 2,09 mil millones.

El primer de enero de 2019, el dispositivo contractual referente a la prórroga anteriormente mencionada indica una extensión del GSA hasta junio de 2022, en la base de 30,08 millones de m³ por día, representando un valor total adicional estimado de US\$ 4,85 mil millones para el periodo entre primer de enero de 2020 y 30 de junio de 2022.

33. Garantías a los contratos de concesión para exploración de petróleo

Petrobras concedió garantías a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles - ANP en un total de R\$ 9.012 para los Programas de Exploraciones Mínimas previstos en los contratos de concesión de áreas de exploración, permaneciendo en vigor R\$ 4.643 netos de los compromisos ya cumplidos. De dicho monto, R\$ 4.230 corresponden a la entrega en garantía de petróleo de campos previamente identificados y ya en fase de producción, y R\$ 413 se refieren a garantías bancarias.

34. Gestión de riesgos

Petrobras está expuesta a una serie de riesgos derivados de sus operaciones, tales como el riesgo relacionado con los precios de petróleo y derivados, con los tipos de cambio y de intereses, riesgo de crédito y de liquidez. La gestión de riesgos corporativos está de acuerdo con el compromiso de la Compañía de actuar de forma ética y en conformidad con los requisitos legales y regulatorios establecidos en los países donde actúa. Para la gestión de riesgos de mercado/financiero son adoptadas acciones preferencialmente estructurales, creadas en consecuencia de una gestión adecuada del capital y del endeudamiento de la empresa. Los riesgos se gestionan considerando la gobernanza y los controles establecidos, lo que implica la participación del Comité Ejecutivo de Riesgos, unidades especializadas y seguimiento en comités estatutarios bajo la dirección del Directorio Ejecutivo y del Consejo de Administración. En la Compañía, los riesgos deben ser considerados en todas las decisiones, y a su gestión debe ser realizada de modo integrado, aprovechando los beneficios de la diversificación.

Las tablas a continuación presentan un resumen de las posiciones de instrumentos financieros derivados mantenidos por la Compañía el 31 de diciembre de 2018, reconocidas como otros activos y pasivos corrientes, además de los valores reconocidos en el resultado, otros resultados integrales del ejercicio y garantías dadas como colaterales por naturaleza de las operaciones:

	Valor referencia		Posición financiera consolidada Valor razonable		Vencimiento
	31.12.2018	31.12.2017	Posición Activa (Pasiva)		
			31.12.2018	31.12.2017	
Derivados no designados como hedge					
Contratos Futuros (*)	(14.043)	(15.561)	418	(323)	
Compra/Petróleo y derivados	40.017	43.862	-	-	2019/2020
Venta/Petróleo y derivados	(54.060)	(59.423)	-	-	2019/2020
Contratos a término					
Compra/Cambio (BRL/USD) (**)	US\$ 137	US\$ 55	(9)	1	2019
Venta/Cambio (BRL/USD) (**)	US\$ 92	US\$ 78	(4)	(1)	2019
Compra/Cambio (EUR/USD) (**)	EUR 3000	-	(478)	-	2019
Compra/Cambio (GBP/USD)	GBP 419	-	(43)	-	2019
SWAP					
Cambio - cross currency swap (**)	GBP 700	GBP 700	2	305	2026
Cambio - cross currency swap (**)	GBP 600	GBP 600	(273)	41	2034
Total reconocido en el Balance General			(387)	23	-

(*) Valor referencia en mil bbl.

(**) Valores en US\$ (dólares), GBP (libras) y EUR (euros) representan millones de las respectivas monedas.

	Ganancia / (Pérdida) reconocida en los estados de resultados del ejercicio (*)		Ganancia / (Pérdida) reconocida en el Patrimonio Neto (**)	
	2018	2017	2018	2017
Derivados de commodities	(1.371)	(470)	-	(30)
Derivados de moneda	(1.434)	286	-	-
Derivados sobre interés	-	(28)	-	13
	(2.805)	(212)	-	(17)
Hedge de flujo de efectivo relacionado con exportaciones (***)	(12.121)	(10.067)	(20.350)	7.994
Total	(14.926)	(10.279)	(20.350)	7.977

(*) Importes reconocidos en el resultado financiero en el período.

(**) Importes reconocidos como otros resultados integrales en el periodo.

(***) Uso de instrumentos financieros no derivados, tal como se establece en la nota 34.2.

	Garantías dadas (recibidas) como colaterales	
	31.12.2018	31.12.2017
Derivados de commodities	(185)	679
Derivados de moneda	271	(166)
Total	86	513

El análisis de sensibilidad del monto de los instrumentos financieros derivados con respecto a los diferentes tipos de riesgo de mercado el 31 de diciembre de 2018 se presenta a continuación:

Operaciones	Riesgo	Consolidado		
		Escenario Probable (*)	Escenario Posible (Δ de 25%)	Escenario Remoto (Δ de 50%)
Derivados no designados como Hedge				
Contratos Futuros	Petróleo y Derivados - Fluctuación de precios	-	(520)	(1.040)
Contratos a Término	Cambio - Desvalorización del BRL ante el USD	5	(44)	(88)
		5	(564)	(1.128)

(*) Los escenarios probables fueron calculados considerando las siguientes variaciones para los riesgos: Precios de Petróleo y Derivados - valor justo en 31.Dic.2018 / Real x Dólar - valorización del real en el 2,7%. Fuente: Focus

34.1. Gestión de riesgo de los precios de petróleo y derivados

Petrobras tiene preferencia por la exposición al ciclo de precios, a la realización sistemática de protección de las operaciones de compra o venta de mercancías, cuyo objetivo sea atender sus necesidades operacionales, con utilización de instrumentos financieros derivados. Sin embargo, condicionada al análisis del ambiente de negocios y de las perspectivas de realización del Plan de Negocios y Gestión, la aplicación de estrategia de protección ocasional con derivados puede ser aplicable.

De esta forma, Petrobras ejecutó estrategia de *hedge* protectorio de parte de su exportación de petróleo prevista para 2018. Las operaciones se realizaron a lo largo de los meses de febrero y marzo, en volumen equivalente a 128 millones de barriles de petróleo. Se adquirieron opciones de venta con precio de ejercicio referenciado en la media de las cotizaciones del petróleo tipo Brent de aquellos meses hasta el final de 2018, con un costo promedio de US\$ 3,48 por barril y precio de ejercicio promedio en torno a US\$ 65/barril. El vencimiento de las opciones ocurrió el 31 de diciembre de 2018.

La operación pretendía proteger la parte de la generación operacional de caja proyectada por la Compañía para 2018, garantizando un nivel de precio mínimo para el volumen objeto de la operación sin, sin embargo, frenar el precio si la cotización media del Brent en el año superase el valor de referencia. Así, había protección en los escenarios de baja de los precios del Brent y seguía habiendo fructificación de los precios más altos en los escenarios de alza del Brent. El objetivo era reducir el impacto negativo en la generación de caja de la empresa en los escenarios de precio más adverso, aumentando el grado de confianza de la estrategia de no apalancamiento.

En el período de enero a diciembre de 2018, en función de la marcación a mercado de las opciones de venta de este *hedge* protectorio y como consecuencia de la valorización de la *commodity* en el mercado internacional, se constató una variación negativa en las opciones de venta por el monto de R\$ 1.466, asignada en el segmento corporativo, registrada en otros gastos operativos.

Adicionalmente, en septiembre de 2018, fue aprobada por el Directorio Ejecutivo la propuesta de estrategia de contratación de operaciones de instrumentos financieros derivados de *commodity* y cambio. La Compañía pasó a adoptar tal estrategia, denominada "Estrategia de Derivativos" para los precios de la gasolina y de cambio (NDF - *Non Deliverable Forward*), para dar flexibilidad adicional a la gestión en la política de precios, permitiendo la opción de cambiar la frecuencia de los reajustes de los precios de la gasolina en el mercado interno, pudiendo incluso mantenerlo estable por cortos períodos de tiempo, de hasta 15 días, conciliando sus intereses empresariales con las demandas de sus clientes y agentes de mercado en general.

La Estrategia de Derivados podrá aplicarse en momentos de elevada volatilidad en el mercado, para dar un resultado equivalente al que se obtendría con la actual práctica de reajustes diarios, que continúa también como opción de la Compañía. La variación en las operaciones contratadas presentó una pérdida de R\$ 126 registrada en otros gastos operativos.

34.2. Gestión de riesgo cambiario

En lo que se refiere a la gestión de riesgos cambiarios, la Política de Gestión del Riesgo de Petrobras establece que la Compañía efectúe, en principio, una gestión integral de riesgos cuyo foco no está en los riesgos individuales - de las operaciones o de las unidades de negocio - pero en la perspectiva más amplia y consolidada de la corporación, obteniendo posibles beneficios derivados de la diversificación de los negocios.

Para gestionar el riesgo de variación cambiaria, la Compañía considera conjuntamente todos los flujos de efectivo de sus operaciones. Esto se aplica especialmente al riesgo de variación del tipo de cambio entre el real y el dólar norteamericano, para el cual la Compañía evalúa de forma integrada no sólo sus flujos de efectivo futuros denominados en dólares estadounidenses, como también los flujos de efectivo denominados en reales, pero que sufren influencia de la moneda norteamericana, tales como las ventas de diesel y gasolina en el mercado interno.

En este sentido, el tratamiento de los riesgos financieros involucra, preferentemente, la adopción de acciones estructurales, o sea, envolviendo la definición de condiciones de ejecución de las operaciones en el ámbito de los negocios de Petrobras.

Las variaciones en la tasa de cambio spot R\$/US\$, así como de otras monedas con respecto al Real, pueden afectar la ganancia neta y el balance general. Tales consecuencias pueden derivarse, principalmente, de partidas en moneda extranjera, tales como:

- a) Transacciones futuras altamente probables;
- b) Elementos monetarios; y
- c) Compromisos firmes.

En estas situaciones, la Compañía busca mitigar el efecto generado por las variaciones potenciales en las tasas de cambio spot R\$/US\$, principalmente a través de la captación de recursos de terceros en dólares estadounidenses para reducir la exposición neta entre las obligaciones y los recibos en esa moneda, representando una forma de protección estructural, teniendo en cuenta criterios de liquidez y competitividad de costos.

La protección del riesgo de variación del tipo de cambio de las exportaciones futuras en dólares estadounidenses de la Compañía en un período dado se produce a través del conjunto (*portfolio*) de endeudamiento en dólares estadounidenses buscando la protección más eficiente considerando los cambios en las posiciones de tales conjuntos a lo largo del tiempo.

La estrategia de gestión de riesgos cambiarios puede implicar el uso de instrumentos financieros derivados para el tratamiento de la exposición cambiaria de ciertas obligaciones de la Compañía, especialmente cuando existan compromisos en monedas para las cuales la Compañía no tiene expectativa de flujos de ingresos, como ocurre en el caso de la libra esterlina, por ejemplo.

En el corto plazo, el tratamiento del riesgo se realiza mediante la asignación de las aplicaciones del efectivo entre real, dólar u otra moneda.

a) Hedge de flujo de efectivo involucrando las exportaciones futuras de la Compañía

Considerándose la relación de protección natural y la estrategia de gestión de riesgo informada anteriormente, la Compañía designa relaciones de *hedge* entre las diferencias de cambio de "exportaciones futuras altamente probables" (ítem protegido) y las diferencias de cambio de proporciones de ciertas obligaciones en dólares estadounidenses (instrumento de protección), para que los efectos cambiarios de ambos sean reconocidos en el mismo instante en los estados de resultado.

Diferencias de cambio de proporciones de flujos de efectivo de endeudamientos (instrumentos financieros no derivados) y de contratos de cambio a termo fueron designados como instrumentos de protección. Los derivados vencidos durante el ejercicio fueron substituidos por deudas en las relaciones de *hedge* para los cuales habían sido designados.

Las relaciones de *hedge* individuales fueron establecidas en la proporción de un para un, es decir, las "exportaciones futuras altamente probables" de cada mes y las proporciones de los flujos de efectivo de los endeudamientos, utilizadas en cada relación y *hedge* individual, tienen el mismo monto nominal en dólares estadounidenses. La Compañía considera como "exportaciones futuras altamente probables" apenas una parcela del total de las exportaciones previstas.

La exposición de las exportaciones futuras de la Compañía al riesgo de variación de la tasa de cambio spot R\$/US\$ (posición activa) es compensada por una exposición inversa equivalente de sus deudas en dólares estadounidenses (posición pasiva) al mismo tipo de riesgo.

Las relaciones de *hedge* pueden ser discontinuadas y reiniciadas en cumplimiento con la estrategia de gestión de riesgos. En este sentido, tales evaluaciones se realizan mensualmente.

En el caso de que las exportaciones cuyas variaciones cambiarias se hayan asignado en relación con las *hedge* dejen de considerarse altamente probables, pero continúen previstas, se revoca la relación de *hedge* y la variación de los tipos de cambio acumulada hasta la fecha de la revocación se mantiene en el patrimonio neto y se reclasifica para el resultado en el momento en que se produzcan las exportaciones.

También pueden ocurrir situaciones en las que las exportaciones cuyas variaciones cambiarias se hayan asignado en relación de *hedge* dejen de ser previstas. En estos casos, la variación cambiaria, referente a las proporciones de los flujos de caja de las deudas que exceden el total de las exportaciones que aún se consideren previstas, acumulada en el patrimonio neto hasta la fecha de la revisión en la previsión, se reclasifica inmediatamente para el resultado.

Adicionalmente, cuando un instrumento financiero designado como instrumento de *hedge* vence o es liquidado, la Compañía puede sustituirlo por otro instrumento financiero, de manera a garantizar la continuidad de la relación de *hedge*. Similarmente, cuando una transacción designada como objeto de protección ocurre, la Compañía puede designar el instrumento financiero que protegía esa transacción como instrumento de *hedge* en una nueva relación de *hedge*.

Las potenciales fuentes de ineffectividad se deben al hecho de que los ítems protegidos y de los instrumentos de protección poseen plazos de vencimiento distintos, así como por la tasa utilizada para descontar los ítems protegidos y los instrumentos de protección a valor presente. En el período de enero a diciembre de 2018, se reconoció una pérdida cambiaria de R\$ 230 referente a la ineffectividad en la línea de variación cambiaria.

Los valores de referencia, a valor presente, de los instrumentos de protección a 31 de diciembre de 2018, además de la expectativa de reclasificación para el resultado del saldo de la diferencia de cambio acumulada en el patrimonio neto en períodos futuros, tomando como base una tasa R\$/US\$ 3,8748, se presentan a continuación:

Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de riesgo protegido	Período de protección	Valor de referencia (a valor presente) de los instrumentos de protección el 31 de diciembre de 2018	
				US\$ millones	R\$
Diferencias de cambio de proporciones de flujos de efectivo de Instrumentos financieros no derivados	Diferencias de cambio de parte de las exportaciones mensuales previstas altamente probables	Cambiario - Tasa Spot R\$ x US\$	De enero/2019 a diciembre/2028	66.168	256.390
Cambio del valor de referencia (principal e interés)				US\$ millones	R\$
Montos designados el 31 de diciembre de 2017				58.400	193.189
Nuevas designaciones, revocaciones y re designaciones				31.521	116.927
Realización de las exportaciones				(6.881)	(25.151)
Amortización del endeudamiento				(16.872)	(61.277)
Diferencia de cambio				-	32.702
Montos designados el 31 de diciembre de 2018				66.168	256.390
Valor nominal de los instrumentos de hedge (financiamientos) el 31 de diciembre de 2018				75.223	291.476

Las exportaciones futuras designadas como objetos de protección en las relaciones de *hedge* de flujo de caja representan, en promedio, el 57,7% de las exportaciones futuras altamente probables.

A continuación se presenta el movimiento de la diferencia de cambio acumulada en otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2018, a ser realizadas por las exportaciones:

	Diferencia de cambio	Efecto tributario	Total
Saldo el 1° de enero de 2017	(38.058)	12.940	(25.118)
Reconocidos en el patrimonio neto	(2.073)	705	(1.368)
Transferidos para resultado por realización	10.059	(3.420)	6.639
Transferido para resultado por exportaciones previstas que han dejado de ser esperadas/realizadas	8	(3)	5
Saldo el 31 de diciembre de 2017	(30.064)	10.222	(19.842)
Reconocidos en el patrimonio neto	(32.471)	11.040	(21.431)
Transferidos para resultado por realización	12.121	(4.121)	8.000
Saldo el 31 de diciembre de 2018	(50.414)	17.141	(33.273)

Cambios en las expectativas de realización de precios y volúmenes de exportación en futuras revisiones de los planes de negocios pueden venir a determinar necesidad de reclasificaciones adicionales de diferencia de cambio acumulada en el patrimonio neto para resultado. Un análisis de sensibilidad con precio promedio del petróleo Brent más bajo en US\$ 10/barril que lo considerado en la última revisión del PNG 2019-2023 no indica la necesidad de reclasificación de diferencia de cambio del patrimonio neto para el resultado.

A continuación es presentada la expectativa anual de realización del saldo de diferencia de cambio acumulada en el patrimonio neto, el 31 de diciembre de 2018:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2028	Total
Expectativa de realización	(11.691)	(10.225)	(9.700)	(10.589)	(6.365)	(3.387)	380	1.163	(50.414)

A partir del 1° de enero de 2018, entró en vigor el pronunciamiento técnico CPC 48 (NIIF 9), que contiene nuevos requerimientos para la aplicación de la contabilidad de *hedge*. La nota explicativa 2.3 tiene más información sobre los efectos de esta norma en la Compañía.

b) Contratos de swap – Libra esterlina x Dólar

En 2017, Petrobras, por medio de su controlada indirecta Petrobras Global Trading BV (PGT), contrató operación de derivado denominada *cross currency swap*, con el objetivo de protegerse de la exposición en Libras esterlinas versus Dólar, debido a la emisión de *bonds* en el valor nominal total de GBP 1.300 millones: GBP 700 millones con vencimiento en diciembre de 2026 y GBP 600 millones con vencimiento en enero de 2034. La variación en las operaciones contratadas presentó una pérdida de R\$ 968, registrada en resultado financiero (en 2017, ganancia de R\$ 304). La Compañía no tiene intención de liquidar tales contratos antes del plazo de vencimiento.

c) Contratos de *Non Deliverable Forward* (NDF) - Euro x Dólar y Libra x Dólar

En 2018, Petrobras, por medio de su controlada indirecta Petrobras Global Trading BV (PGT), contrató operaciones de derivados denominadas *non deliverable forward*, en el valor nominal de EUR 3.000 millones y GBP 419 millones, con vencimiento en 2019, con el objetivo de protegerse de la exposición en euro y libra frente al dólar debido a la emisión de bonos. La variación en las operaciones contratadas presentó una pérdida de R\$ 510, registrada en resultado financiero. La Compañía no tiene intención de liquidar tales contratos antes del plazo de vencimiento.

d) Análisis de sensibilidad de los instrumentos financieros sujetos a diferencia de cambio

El escenario considerado probable y referenciado por fuente externa, además de los escenarios posible y remoto que tienen en cuenta la apreciación del cambio (riesgo) en el 25% y 50%, respectivamente, a excepción de los activos y pasivos en moneda extranjera de las subsidiarias en el exterior, cuando hecho en moneda equivalente a sus respectivas monedas funcionales, están descritas a continuación:

	Exposición en 31.12.2018	Riesgo	Escenario Probable (*)	Escenario Posible (Δ de un 25%)	Consolidado Escenario Remoto (Δ de un 50%)
Instrumentos Financieros					
Activos	27.828		(753)	6.957	13.914
Pasivos**	(283.631)	Dólar/ Real	7.671	(70.908)	(141.816)
Hedge de flujos de efectivo en exportaciones	256.390		(6.934)	64.098	128.195
	587		(16)	147	293
Pasivos	-	Yen/ Dólar	-	-	-
	-		-	-	-
Activos	31		(1)	8	16
Pasivos	(76)	Euro/ Real	2	(19)	(38)
	(45)		1	(11)	(22)
Activos	13.638		51	3.410	6.819
Pasivos	(26.109)	Euro/ Dólar	(98)	(6.527)	(13.055)
Non Deliverable Forward (NDF)	13.317		50	3.329	6.658
	846		3	212	422
Activos	5		-	1	3
Pasivos	(79)	Libra/ Real	1	(20)	(40)
	(74)		1	(19)	(37)
Activos	9.055	Libra/ Dólar	134	2.264	4.528
Pasivos	(15.620)		(231)	(3.905)	(7.810)
Derivado - cross currency swap	6.450		96	1.613	3.225
Non Deliverable Forward (NDF)	2.079		31	520	1.039
	1.964		30	492	982
Total	3.278		19	821	1.638

(*) Los escenarios probables se calcularon considerando las siguientes variaciones para los riesgos: Real x Dólar - valorización del real en 2,7% / Yen x Dólar - depreciación del yen en 1% / Euro x Dólar - valorización del euro en 0,4% / Libra x Dólar - valorización de la libra en 1,5% / Real x Euro - valorización del real en el 2,3% / Real x Libra - valorización del real en el 1,2%. Fuente: Focus y Bloomberg

(**) Incluye la provisión de la Class Action (nota explicativa 31.4).

34.3. Gestión de riesgos de la tasa de interés

Petrobras, preferiblemente, no utiliza instrumentos financieros derivados para administrar la exposición a las fluctuaciones de las tasas de interés, pues estas no causan impacto significativo, excepto en situaciones específicas presentadas por subsidiarias de Petrobras.

34.4. Gestión del capital

La gestión del capital de la Compañía tiene como objetivo el regreso de su estructura de capital para niveles adecuados, destinados a la continuidad del negocio y el aumento de valor para los accionistas e inversores. Las principales fuentes de recursos de la empresa han sido la generación de efectivo operacional y las desinversiones.

En consonancia con el Plan de Negocios y Gestión 2019-2023, no hay necesidad de nuevas captaciones netas en el horizonte del plan. Sin embargo, la Compañía continuará evaluando oportunidades de financiación para operaciones de gestión de pasivos, con el objetivo de mejorar el perfil de amortización y reducir el coste de la deuda, mientras se mantiene un perfil de deuda adecuado para períodos de maduración de sus inversiones. En 2018, el endeudamiento bruto retrocedió 9,6%, principalmente en consecuencia de la amortización de las deudas. El endeudamiento neto redujo 4,2% y el plazo medio de vencimiento de la deuda se situó en 9,14 años (8,62 años a 31 de diciembre de 2017).

El endeudamiento neto se calcula a través de la suma del endeudamiento de corto y largo plazos, sustraído de efectivo y equivalentes al efectivo y de títulos públicos federales y gubernamentales de los Estados Unidos, Alemania e Inglaterra y *time deposits* con vencimiento superior a tres meses. El EBITDA ajustado es la ganancia neta antes del resultado financiero neto, impuesto sobre la renta/contribución social, depreciación/amortización, participación en inversiones, pérdida por deterioro del valor de los activos (*impairment*) y resultado con venta y bajas de activos y ajustes por diferencias de cambio (CTA) reclasificados para el resultado. Tales medidas no son definidas según las normas internacionales de contabilidad (IFRS) y no deben ser consideradas aisladamente ni en reemplazo de las métricas de ganancia, endeudamiento y generación de efectivo operativa en IFRS, tampoco ser base de comparación con los indicadores de otras empresas.

	31.12.2018	31.12.2017
Total de financiaciones (corrientes y no corrientes)	326.876	361.483
Efectivo y equivalentes al efectivo	53.854	74.494
Títulos públicos federales y time deposits (vencimiento superior a 3 meses)	4.198	6.237
Endeudamiento neto	268.824	280.752
EBITDA ajustado	114.852	76.557
Índice de endeudamiento neto/EBITDA ajustado	2,34	3,67

Se destaca el logro de la meta de apalancamiento de 2,5 del índice de endeudamiento neto/EBITDA ajustado para el año 2018. La meta de este índice para el año 2020 es de 1,5 conforme PNG 2019-2023.

Petrobras dará continuidad a los proyectos de alianzas y desinversiones orientados por la gestión activa de *portfolio*, con potencial de entrada de efectivo en el período del PNG 2019-2023 de US\$ 26,9 mil millones.

Sin embargo, esta cartera de desinversiones es dinámica, porque el desarrollo de las transacciones dependerá de las condiciones de negocio y de mercado, y puede haber cambios dependiendo del entorno externo y del análisis continuo de los negocios de la Compañía, sin cumplir, por estas razones, las condiciones de calificación para activos mantenidos para venta, como definido en la nota 4.13.

34.5. Riesgo de crédito

La política de gestión de riesgo de crédito busca minimizar la posibilidad de no recibir por las ventas y valores aplicados, depositados o garantizados por instituciones financieras y de contrapartes, mediante análisis, concesión y gestión de los créditos, utilizando parámetros cuantitativos y cualitativos adecuados a cada uno de los segmentos de mercado de actuación.

La cartera de crédito comercial es bastante diversificada entre clientes del mercado interno de Brasil y de mercados del exterior.

El crédito concedido a las instituciones financieras se utiliza en la aceptación de garantías, en la aplicación de excedentes de efectivo y en la definición de contrapartes en operaciones de derivados, siendo distribuido entre los principales bancos internacionales clasificados como "grado de inversión" por las principales clasificadoras internacionales de riesgos, y los bancos brasileños con clasificación mínima de riesgo A2/F2.

34.5.1. Calidad del crédito de activos financieros

a) Cuentas a cobrar de clientes

La mayor parte de los clientes de Petrobras no tiene clasificación de riesgo concedida por agencias calificadoras. De esta forma, las comisiones de crédito evalúan la calidad del crédito tomando en cuenta, entre otros aspectos, el ramo de actuación del cliente, relacionamiento comercial, histórico financiero con Petrobras, su situación financiera, definiendo así límites de crédito, que son monitoreados.

b) Otros activos financieros

La calidad del crédito de activos financieros clasificados como efectivo y equivalentes al efectivo e inversiones financieras tiene como base la clasificación de riesgo concedida por las agencias calificadoras Standard & Poor's, Moody's y Fitch. Las informaciones sobre dichos activos financieros, que no están vencidos y sin evidencias de pérdidas, se disponen a continuación:

	Consolidado			
	Efectivo y equivalentes al efectivo		Activos financieros*	
	2018	2017	2018	2017
AAA	-	-	3	-
AA	3.143	2.488	-	2.015
A	32.630	49.169	-	-
BBB	197	2.650	-	-
BB	10.071	11.797	-	-
B	7	12	-	-
AAA.br	2.737	417	4.176	-
AA.br	5.035	2.707	224	-
A.br	-	4.097	-	-
BB.br	-	1.050	-	3.843
Otras clasificaciones	34	107	-	-
	53.854	74.494	4.403	5.858

*En 2017, no incluye valor de acciones, compuestos principalmente por las de São Martinho, clasificadas como mantenidas para la venta conforme a la nota explicativa 10.

34.6. Riesgo de liquidez

Riesgo de liquidez es la posibilidad de insuficiencia de efectivo u otros activos financieros para liquidar las obligaciones en las fechas establecidas y es administrado por la Compañía a través de acciones como: centralización del efectivo del sistema, optimización de la disponibilidad y reducción de la necesidad de capital de trabajo; mantenimiento de un efectivo robusto que asegure la continuidad de las inversiones y el cumplimiento de obligaciones a corto plazo, mismo en condiciones adversas; ampliación del plazo promedio de vencimiento de las deudas, ampliación de las fuentes de financiación, explorando la capacidad de los mercados nacionales e internacional (nuevos productos para recaudar fondos y en nuevos mercados), además de la utilización de fondos oriundos del programa de desinversiones.

La Compañía evalúa regularmente las condiciones del mercado y puede realizar transacciones de recompra de sus títulos o de sus subsidiarias en el mercado de capitales internacional, por diversos medios, incluyendo ofertas de recompra, rescates de títulos y/o operaciones en mercado abierto, siempre que estén en línea con la estrategia de gestión de pasivos de la Compañía, que busca mejorar el perfil de amortización y el costo de la deuda.

El flujo nominal (no descontado) de principal e intereses de las financiaciones, por vencimiento, es presentado a continuación:

Vencimiento								Consolidado	
	2019	2020	2021	2022	2023	2024 adelante	31.12.2018	31.12.2017	
Principal	9.329	15.768	27.696	40.457	46.954	190.235	330.439	365.632	
Interés	19.189	18.750	17.723	16.073	13.623	113.646	199.004	200.887	
Total	28.518	34.518	45.419	56.530	60.577	303.881	529.443	566.519	

34.7. Seguros

Para proteger su patrimonio, Petrobras transfiere, a través de la contratación de seguros, los riesgos que, caso vengan a suceder siniestros, puedan generar pérdidas que tengan impacto significativo sobre el patrimonio de la Compañía, así como también los riesgos sujetos a seguro obligatorio, sea por disposiciones legales o contractuales. Los demás riesgos son cubiertos por auto seguro con Petrobras, intencionalmente, asumiendo el riesgo integral, mediante ausencia de seguro. Para los seguros contratados, la Compañía también asume una porción de su riesgo, a través de franquicias que pueden llegar al monto equivalente a US\$ 180 millones.

Adicionalmente, la Compañía posee compromisos de indemnidad según lo detallado en la nota 19.8.

Las principales informaciones sobre la cobertura de seguros en vigor al 31 de diciembre de 2018 son demostradas de la siguiente forma:

Activo	Tipos de cobertura	Importancia asegurada	
		Consolidado	Controladora
	Incendio, riesgos operativos y riesgos de ingeniería		
Instalaciones, equipos y productos en inventarios		565.299	438.668
Buques-tanque y buques auxiliares	Cascos	12.945	1.235
	Riesgos de petróleo		
Plataformas fijas, sistemas flotantes de producción y unidades de perforación marítimas		110.863	21.529
Total en 31 de diciembre de 2018		689.107	461.432
Total en 31 de diciembre de 2017		638.831	372.081

Petrobras no hace seguros de lucros cesantes, coches y de la red de tuberías en Brasil.

35. Valor razonable de los activos y pasivos financieros

Los valores razonables son determinados con base en los precios de mercado, cuando disponibles o, en su ausencia, en el valor presente de los flujos de efectivo futuros esperados.

La jerarquía de los valores razonables de los activos y pasivos financieros registrados en base recurrente se demuestra a continuación:

- Nivel I: precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los cuales la entidad puede acceder en la fecha de la medición;
- Nivel II: son informaciones, que no los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, observables para el activo o pasivo, directa o indirectamente;
- Nivel III: son informaciones no observables para el activo o pasivo.

	Valor razonable medido con base en			Total del valor razonable contabilizado
	Nivel I	Nivel II	Nivel III	
Activos				
Inversiones Financieras	4.228	-	-	4.228
Derivados de Moneda Extranjera	-	2	-	2
Saldo el 31 de diciembre de 2018	4.228	2	-	4.230
Saldo el 31 de diciembre de 2017	6.051	346	-	6.397
Pasivos				
Derivados de Moneda Extranjera	-	(807)	-	(807)
Derivados de commodities	418	-	-	418
Saldo el 31 de diciembre de 2018	418	(807)	-	(389)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	(323)	-	-	(323)

No hay transferencias relevantes entre los niveles.

El valor razonable estimado para las financiaciones de la Compañía, calculado a tasas de mercado vigentes, es presentado en la nota explicativa 17.3.

Los valores razonables de efectivo y equivalentes al efectivo, deuda de corto plazo y otros activos y pasivos financieros son equivalentes, o no difieren significativamente de sus valores contables.

36. Eventos subsecuentes

36.1. Venta de la Refinería de Pasadena

El 30 de enero de 2019, Petrobras America Inc. (PAI) firmó con la empresa Chevron USA Inc. (Chevron), contrato de compra y venta (*Share Purchase Agreement - SPA*) referente a la enajenación integral de las acciones de PAI en las empresas Pasadena Refining System Inc. (PRSI) y PRSI Trading LLC (PRST), empresas que componen el sistema de refinación de Pasadena, en los Estados Unidos.

El valor de la transacción es de US\$ 562 millones, siendo US\$ 350 millones por el valor de las acciones y US\$ 212 millones de capital de giro (fecha base de octubre/2018). El valor final de la operación está sujeto a ajustes de capital de giro hasta la fecha de cierre de la transacción.

La conclusión de la transacción está sujeta al cumplimiento de condiciones precedentes usuales, tales como la obtención de las aprobaciones por los órganos antimonopolio de los Estados Unidos y de Brasil.

36.2. Oferta Pública de Debentures

El 18 de diciembre de 2018, el Consejo de Administración aprobó la sexta emisión de debentures simples, no convertibles en acciones, de la especie quirografaria, sin garantía ("Debentures"), en hasta 3 series, siendo que la existencia de cada serie y la cantidad de Debentures a ser asignada en cada serie será definida en el procedimiento de *bookbuilding* (sistema de "vasos comunicantes") en el monto inicial de R\$ 3.000. El 31 de enero de 2019, se finalizó el procedimiento de *bookbuilding* resultando en el valor total de R\$ 3.600.

Los Debentures de la primera y la segunda series contarán con el incentivo previsto en el art. 2º de la Ley n° 12.431, de 24 de junio de 2011, y en la reglamentación aplicable, siendo los respectivos recursos captados aplicados exclusivamente en el ejercicio de las actividades de exploración y producción de algunos campos. Por su parte, los recursos netos captados con los Debentures de la 3ª serie serán destinados al 90% al Pre-pago parcial de cédula bancaria ("CCB"), emitida por la Compañía en 2008, con vencimiento previsto para noviembre de 2023, y el 10% al refuerzo de caja para uso en el curso ordinario de los negocios de la Emisora.

Los Debentures de la primera y segunda series, cuyo valor nominal unitario será actualizado por el Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio (IPCA), tendrán plazos de vencimiento de siete años y diez años, respectivamente e intereses remuneratorios equivalentes a IPCA + 4,0460% a.a. e IPCA + 4,2186% a.a., respectivamente. Los Debentures de la tercera serie, cuyo valor nominal unitario no será actualizado monetariamente, tendrán plazo de vencimiento de siete años e intereses remuneratorios equivalentes al 106,25% del CDI.

Balance Social (no auditado)

	2018	Consolidado 2017
1 - Base de Cálculo		
Ingreso de ventas consolidado (RL)	349.836	283.695
Ganancia (pérdida) antes de las participaciones e impuestos consolidados (RO)	43.776	6.174
Nómina de pagos bruta consolidada (FPB) (i)	29.899	27.164

	% sobre			% sobre		
	Valor	FPB	RL	Valor	FPB	RL
2 - Indicadores Sociales Internos						
Alimentación	1.061	3,55	0,30	1.039	3,82	0,37
Cargas sociales obligatorias	5.653	18,91	1,62	5.633	20,74	1,99
Plan de pensión privado	3.202	10,71	0,92	2.451	9,02	0,86
Salud	2.214	7,40	0,63	2.030	7,47	0,72
Seguridad y salud en el trabajo	211	0,71	0,06	183	0,67	0,06
Educación	298	1,00	0,09	283	1,04	0,10
Cultura	1	-	-	1	-	-
Capacitación y desarrollo profesional	203	0,68	0,06	141	0,52	0,05
Guarderías o asistencia guardería	45	0,15	0,01	70	0,26	0,02
Participación de los empleados en las ganancias o resultados y programa de remuneración variable de los empleados	2.763	9,24	0,79	487	1,79	0,17
Otros	56	0,19	0,02	67	0,25	0,02
Total - Indicadores sociales internos	15.707	52,53	4,49	12.385	45,59	4,37

	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
3 - Indicadores Sociales Externos						
Social y ambiental	87	0,20	0,02	60	0,97	0,02
Cultura	38	0,09	0,01	61	0,99	0,02
Deporte	80	0,18	0,02	21	0,34	0,01
Total de las contribuciones para la sociedad	205	0,47	0,06	142	2,30	0,05
Tributos (excluidas las cargas sociales)	147.299	336,48	42,11	117.313	1.900,11	41,35
Total - Indicadores sociales externos	147.504	336,95	42,16	117.455	1.902,41	41,40

	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
4 - Indicadores Ambientales						
Inversiones relacionadas con la producción/operación de la Compañía	3.078	7,03	0,88	2.522	40,85	0,89

En cuanto al establecimiento de "metas anuales" para mitigar residuos, el consumo en general en la producción / operación y aumentar la eficacia en la utilización de recursos naturales, la Compañía (I):

() no tiene metas () cumple del 51% al 75% () no tiene metas () cumple del 51% al 75%
() cumple del 0 al 50% (X) cumple del 76 al 100% () cumple del 0 al 50% (X) cumple del 76 al 100%

		Consolidado
5 - Indicadores de la plantilla	2018	2017
N° de empleados(as) al cierre del período	63.361	62.703
N° de admisiones durante el período (II)	2.064	1.047
N° de empleados(as) subcontratados(as) (III)	116.065	117.201
N° de pasantes (IV)	700	987
N° de empleados(as) con más de 45 años (V)	25.223	24.082
N° de mujeres que trabajan en la Compañía (V)	10.518	10.411
% de cargos de jefatura ocupados por mujeres (V)	18,1%	15,4%
N° de negros(as) que trabajan en la Compañía (VI)	17.914	17.491
% de cargos de jefatura ocupados por negros(as) (VII)	17,7%	22,2%
N° de portadores(as) de discapacidad o necesidades especiales (VIII)	239	342

6 - Informaciones significativas respecto al ejercicio de la ciudadanía en la Compañía	2018	Metas 2019
Relación entre la mayor y la menor remuneración de la Compañía (IX)	27,9	-
Número total de accidentes de trabajo (X)	1.361	1.129
Los proyectos sociales y ambientales desarrollados por la Compañía fueron definidos por:	() directorio (X) directorio y () todos(as) los gerencias empleados(as)	(X) directorio y () todos(as) los gerencias empleados(as)
Los estándares de seguridad y salubridad en el ambiente de trabajo fueron definidos por:	(X) directorio y () todos(as) los gerencias empleados(as) Cipa	(X) directorio y () todos(as) los gerencias empleados(as) Cipa
Respecto a la libertad gremial, al derecho de negociación colectiva y a la representación interna de los(las) trabajadores(as), la Compañía:	() no se envuelve () sigue las normas de la OIT (X) incentiva y sigue a la OIT	() seguirá las normas de la OIT (X) incentivará e seguirá a la OIT
El plan de pensión privado incluye:	() directorio () directorio y (X) todos(as) los gerencias empleados(as)	() directorio y (X) todos(as) los gerencias empleados(as)
La participación en las ganancias o resultados incluye:	() directorio () directorio y (X) todos(as) los gerencias empleados(as)	() directorio y (X) todos(as) los gerencias empleados(as)
En la selección de los proveedores, los mismos estándares éticos y de responsabilidad social y ambiental adoptados por la Compañía:	() no se consideran () se sugieren (X) son exigidos	() no se considerarán () se sugerirán (X) se exigirán
Respecto a la participación de los empleados(as) en programas de trabajo voluntario, la Compañía:	() no se envuelve () apoya (X) organiza e incentiva	() no se envolverá () apoyará (X) organizará e incentivará
Número total de reclamaciones y críticas de consumidores(as): (XI)	76.860 en la Compañía 54 en el Procon 66 en la Justicia	6.953 en la Compañía - en el Procon 28 en la Justicia
% de reclamaciones y críticas atendidas o solucionadas (XII):	99,4% en la Compañía 17,2% en el Procon 19,7% en la Justicia	98% en la Compañía - en el Procon 7 en la Justicia
Valor agregado total a distribuir (en miles de R\$):	En 2018: 281.097	En 2017: 216.014
Distribución del Valor Agregado (DVA):	55% gobierno 12% colaboradores(as) 2% accionistas 24% terceros 7% retenido	54% gobierno 14% colaboradores(as) 0% accionistas 32% terceros -0% retenido

7 - Otras informaciones

- I. El Límite de Alerta para residuos en 2018 fue de 173.400 toneladas y el valor realizado en el período fue de aproximadamente 120 mil toneladas.
- II. Información del Sistema Petrobras, que incluye admisiones por proceso selectivo público en Brasil y otras modalidades de ingreso, tanto en Brasil como en las empresas controladas en el exterior.
- III. En diciembre de 2015, en Petrobras Controladora, ese dato pasó a abarcar sólo a los empleados de empresas prestadoras de servicios que trabajan en las instalaciones de Petrobras.
- IV. Información sobre los pasantes de Petrobras Controladora, Empresas Controladas en Brasil (Petrobras Distribuidora, Transpetro, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Gas Brasileiro y TBG; las demás no poseen programas de prácticas) y Empresas controladas en el exterior (Colombia, EE.UU. y Paraguay, las demás no poseen pasantes).
- V. Información relativa a los empleados de Petrobras Controladora, Empresas Controladas en Brasil (Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liqueigás, Araucaria, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Gas Brasileiro, Stratura, TBG, Termobahia, Termomacacé y Petrobras Biocombustible) y Empresas Controladas en el exterior (Argentina, Bolivia, Colombia, Singapur, EE.UU., Holanda, Inglaterra y Uruguay, Libia y Turquía no poseen mujeres).
- VI. La información sobre los empleados de Petrobras Controladora, Empresas Controladas en Brasil (Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liqueigás, Araucaria, Breitener Energética, Breitener Jaraqui, Gas Brasileiro, TBG, Termobahia y Petrobras Biocombustible que se autodeclararon negros (negros y pardos). Por cuestiones culturales de algunos países, esta información no tiene como ser obtenida y consolidada para todas las empresas en el exterior.
- VII. Del total de los cargos de jefatura de Petrobras Controladora ocupados por empleados que informaron color / raza, el 17,7% son ejercidos por personas que se autodeclararon negras (color parda y negra). No tenemos en nuestros controles la raza / color autodeclarados de los cedidos para Petrobras Holding (solicitados), no siendo posible incluirlos en el conteo de negros en cargos de dirección. Por cuestiones culturales de algunos países, esta información no tiene como ser obtenida y consolidada para todas las empresas en el exterior.
- VIII. Los datos obtenidos a través de los registros internos de salud a partir del análisis médico durante los exámenes ocupacionales de los empleados que se autodeclararon portadores de deficiencia o rehabilitados por el INSS. La información de 2018 cubre sólo la Petrobras Controladora.
- IX. Información de Petrobras Controladora.
- X. Se refiere al número de personas que sufrieron accidentes. No hay una meta específica para el número total de accidentes de trabajo. El número presentado para 2019 se calculó sobre la base del límite de alerta establecido para el indicador TOR y en el HHER (Hombres-hora de exposición al riesgo) proyectado para el año. Adicionalmente, hay como Métrica de Topo el indicador TAR (Tasa de Accidentados Regisibles) apurada en 1,01 para 2018, con límite de alerta en 0,99 en 2019.
- XI. Las informaciones "en la empresa", "en el Procon" y "en la Justicia" incluyen el cuantitativo de reclamaciones y críticas recibidas en 2018 por Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora y Liqueigás. La previsión "en la empresa" para 2019 incluye sólo Petrobras Controladora y Liqueigás. No hay previsión "en el Procon" para 2019. La previsión "en la Justicia" incluye sólo Liqueigás.
- XII. Las informaciones "en la empresa", "en el Procon" y "en la Justicia" incluyen el cuantitativo de reclamaciones y críticas recibidas en 2018 por Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora y Liqueigás. La previsión "en la empresa" se refiere a Petrobras Controladora y Liqueigás. No hay previsión "en el Procon" para 2019. La previsión "en la Justicia" incluye solamente Liqueigás.

Información complementaria sobre Interés Público - Ley 13.303 / 16 (no auditada)

En atención a las exigencias de divulgación de datos sobre las actividades que, observados los requisitos del artículo 3º del Estatuto Social de Petrobras, están relacionadas a la consecución de los fines de interés público en condiciones diversas a las de cualquier otra sociedad del sector privado que actúe en el mismo mercado, resumimos a continuación los compromisos vigentes en 2018:

I - PPT - Programa Prioritário de Termeletricidade

El Programa, instituido por el Decreto nº 3.371, de 24 de febrero de 2000, visó la implantación de plantas termoeléctricas. Estas plantas, integrantes del *Programa Prioritário de Termeletricidade*, justifica el suministro de gas natural por un plazo de hasta 20 años, con un precio preestablecido y reajustado por la inflación estadounidense. El suministro de gas para las plantas en el marco de este programa, en 2018, generó ingresos de aproximadamente R\$ 889 y costos de R\$ 2.276, resultado que sufrió el presupuesto de la Compañía. A 31 de diciembre de 2018, la Compañía poseía contratos en esa modalidad con dos plantas y con una tercera planta el suministro de gas natural se produce por fuerza de mandato judicial.

II - CONPET - Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural

El Programa, instituido por medio del Decreto de 18 de julio de 1991, tiene como objetivo promover el desarrollo de una cultura anti despilfarro en el uso de los recursos naturales no renovables. También participamos en el *Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE)*, en asociación con el *Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO)*, que busca estimular la producción y la utilización de aparatos que utilizan gas; además de otras tratativas para la elaboración de convenios con entidades para fines de monitoreo y orientación en cuanto a emisiones vehiculares. En 2018, los costos asociados al CONPET, financiados por el presupuesto de la Compañía, fueron considerados inmateriales.

Informaciones Complementarias sobre Actividades de Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural (No Auditadas)

De acuerdo con el Tópico de Codificación 932 – Actividades Extractivas – Petróleo y Gas, emitidos por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), este capítulo proporciona información suplementaria sobre las actividades de producción y exploración de petróleo y gas de la Compañía. Los ítems (a) a (c) proveen informaciones sobre costo histórico, relativa a los costos incurridos por exploración, adquisiciones y desarrollo de áreas, costos capitalizados y resultados de operaciones. Los ítems (d) y (e) presentan información sobre las cantidades de reservas comprobadas netas estimadas, la medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros descontados relacionados a las reservas comprobadas y los cambios en las estimativas de los flujos de efectivo netos futuros descontados.

La Compañía mantiene, el 31 de diciembre de 2018, actividades en Brasil, en América del Sur, que comprende Argentina, Colombia y Bolivia; y en América del Norte, que incluye México. La información presentada sobre las inversiones por equivalencia patrimonial se refiere a las operaciones de Petrobras Oil and Gas BV (PO & G) en África, Nigeria, y las operaciones de la joint venture, de la que la Murphy Exploration & Production Company (Murphy) tiene el 80% de participación y Petrobras America Inc. (PAI) tiene un 20% de participación, en América del Norte, en los Estados Unidos de América. Sin embargo, la Compañía registra reservas solamente en los países Brasil, Estados Unidos de América, Nigeria y Argentina. Petrobras no registra reservas en Bolivia, ya que la Constitución de este país prohíbe la divulgación y registro de sus reservas.

a) Costos capitalizados relativos a actividades de producción de petróleo y gas

La Compañía aplica el método de los esfuerzos exitosos en la contabilización de los gastos de explotación y desarrollo de petróleo y gas natural, conforme a la nota explicativa 4.7. Adicionalmente, las prácticas contables adoptadas para el reconocimiento, la medición y la divulgación de propiedad, planta y equipo e intangibles se describen en las notas explicativas 4.8 y 4.9.

La tabla a continuación resume los costos capitalizados de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas, junto con la depreciación, la amortización y el agotamiento acumulados, y provisiones para abandono:

	Extranjero					Consolidado	Inversiones por Equivalencia Patrimonial
	Brasil	América del Sur	América del Norte	Otras	Total	Total	
31 de diciembre de 2018							
Reservas de petróleo y gas no comprobadas	23.245	435	-	-	435	23.680	15.852
Reservas de petróleo y gas comprobadas	343.198	559	1	-	560	343.758	22
Equipos de soporte	324.790	2.516	-	1.508	4.024	328.814	-
Costos capitalizados brutos	691.233	3.510	1	1.508	5.019	696.252	15.874
Depreciación, agotamiento y amortización	(235.935)	(2.107)	(1)	(113)	(2.221)	(238.156)	(5.464)
Costos capitalizados, netos	455.298	1.403	-	1.395	2.798	458.096	10.410
31 de diciembre de 2017							
Reservas de petróleo y gas no comprobadas	19.195	361	-	-	361	19.556	-
Reservas de petróleo y gas comprobadas	318.214	366	15.401	-	15.767	333.980	10.369
Equipos de soporte	284.558	2.005	267	1.298	3.570	288.128	19
Costos capitalizados brutos	621.966	2.732	15.668	1.298	19.698	641.664	10.388
Depreciación, agotamiento y amortización	(209.213)	(1.666)	(7.334)	(39)	(9.040)	(218.253)	(4.257)
Costos capitalizados, netos	412.753	1.065	8.334	1.259	10.658	423.411	6.131
31 de diciembre de 2016							
Reservas de petróleo y gas no comprobadas	22.741	376	899	-	1.275	24.016	-
Reservas de petróleo y gas comprobadas	284.439	288	13.896	-	14.184	298.623	9.162
Equipos de soporte	272.926	1.541	228	13	1.782	274.708	20
Costos capitalizados brutos	580.106	2.205	15.023	13	17.241	597.347	9.182
Depreciación, agotamiento y amortización	(181.213)	(1.134)	(6.247)	(13)	(7.394)	(188.607)	(3.796)
Costos capitalizados, netos	398.893	1.071	8.776	-	9.847	408.740	5.386

b) Costos habidos en la adquisición, exploración y desarrollo de campos de petróleo y gas

Los costos habidos incluyen valores reconocidos en el resultado y capitalizados, que se resumen a continuación:

	Extranjero				Consolidado	Inversiones por Equivalencia Patrimonial	
	Brasil	América del Sur	América del Norte	Otras	Total		
31 de diciembre de 2018							
Adquisiciones de propiedades							
Comprobadas	-	-	-	-	-	-	-
No comprobadas	3.285	-	-	-	-	3.285	-
Costos de exploración	2.759	37	2	-	39	2.799	18
Costos de desarrollo	35.101	118	831	-	949	36.050	916
Total	41.145	155	833	-	988	42.134	934
31 de diciembre de 2017							
Adquisiciones de propiedades							
Comprobadas	-	-	-	-	-	-	-
No comprobadas	2.932	-	-	-	-	2.932	-
Costos de exploración	3.905	106	14	-	121	4.026	12
Costos de desarrollo	36.898	75	734	-	809	37.707	939
Total	43.735	181	748	-	930	44.665	951
31 de diciembre de 2016							
Adquisiciones de propiedades							
Comprobadas	-	347	-	-	347	347	-
No comprobadas	-	-	-	-	-	-	-
Costos de exploración	5.127	155	21	4	180	5.307	16
Costos de desarrollo	42.342	622	523	-	1.145	43.487	1.374
Total	47.469	1.124	544	4	1.672	49.141	1.390

c) Resultados de las actividades de producción de petróleo y gas

Los resultados operativos de la Compañía provenientes de las actividades de producción de petróleo y gas para los ejercicios concluidos el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 se demuestran en el cuadro a continuación. La Compañía transfiere substancialmente toda su producción brasileña de petróleo crudo y gas al segmento de RTC en Brasil. Los precios de transferencia calculados por el modelo de la Compañía pueden no ser indicativos del precio que la Compañía habría obtenido si esta producción hubiera sido vendida en un mercado al contado no regulado. Además, los precios calculados por el modelo de la Compañía pueden no ser indicativos de los precios futuros a ser realizados por la Compañía. Los precios del gas natural utilizados son aquellos contratados con terceros.

Los costos de producción son aquellos de *lifting* habidos para operar y mantener los pozos productivos y los correspondientes equipos e instalaciones, incluyendo los costos con mano de obra operativa, materiales, suministros, combustible consumido en las operaciones y el costo operativo de unidades de procesamiento de gas natural.

Los gastos de exploración incluyen los costos de actividades geológicas y geofísicas y de proyectos sin viabilidad económica. Los gastos por depreciación, agotamiento y amortización se refieren a los activos utilizados en las actividades de exploración y desarrollo. De acuerdo con el Tópico de Codificación 932 SEC – Actividades Extractivas – Petróleo y Gas Natural, el impuesto sobre la renta es basado en las tasas estatutarias, considerando las deducciones permitidas. Gastos e ingresos financieros no están incluidos en los resultados reportados en la tabla a continuación.

	Extranjero				Consolidado	Inversiones por Equivalencia Patrimonial	
	Brasil	América del Sur	América del Norte	Otras	Total		
31 de diciembre de 2018							
Ingresos operativos netos:							
Ventas a terceros	4.183	698	3.682	-	4.380	8.563	1.499
Intersegmentos	182.982	1	-	-	1	182.983	-
	187.165	699	3.682	-	4.381	191.546	1.499
Costos de producción	(72.111)	(283)	(560)	-	(843)	(72.954)	(162)
Gastos de exploración	(1.875)	(27)	(2)	-	(29)	(1.904)	(7)
Depreciación, agotamiento y amortización	(31.621)	(145)	(804)	(75)	(1.024)	(32.645)	(433)
Pérdidas de valor de propiedades de petróleo y gas	(2.573)	-	(2.775)	-	(2.775)	(5.348)	-
Otros gastos operativos	(8.497)	(3.227)	(340)	(147)	(3.714)	(12.211)	(51)
Resultados antes de los impuestos a las ganancias	70.488	(2.983)	(799)	(222)	(4.004)	66.484	846
Impuestos a las ganancias	(23.966)	1.014	272	75	1.361	(22.605)	(618)
Resultados de las operaciones (excluyendo gastos generales corporativos y costos de interés)	46.522	(1.969)	(527)	(147)	(2.643)	43.879	228
31 de diciembre de 2017							
Ingresos operativos netos:							
Ventas a terceros	1.538	687	2.317	-	3.004	4.542	1.423
Intersegmentos	130.194	1	-	-	1	130.195	-
	131.732	688	2.317	-	3.005	134.737	1.423
Costos de producción	(57.160)	(228)	(520)	-	(748)	(57.908)	(164)
Gastos de exploración	(2.199)	(119)	(245)	-	(364)	(2.563)	5
Depreciación, agotamiento y amortización	(30.220)	(141)	(963)	(25)	(1.129)	(31.349)	(394)
Pérdidas de valor de propiedades de petróleo y gas	556	(43)	(371)	-	(414)	142	-
Otros gastos operativos	(8.174)	(40)	(410)	(889)	(1.339)	(9.513)	(61)
Resultados antes de los impuestos a las ganancias	34.535	117	(192)	(914)	(989)	33.546	809
Impuestos a las ganancias	(11.742)	(40)	65	311	336	(11.406)	(316)
Resultados de las operaciones (excluyendo gastos generales corporativos y costos de interés)	22.793	77	(127)	(603)	(653)	22.140	493
31 de diciembre de 2016							
Ingresos operativos netos:							
Ventas a terceros	2.363	776	1.948	-	2.724	5.087	1.165
Intersegmentos	109.101	1.845	-	-	1.845	110.946	96
	111.464	2.621	1.948	-	4.569	116.033	1.261
Costos de producción	(48.162)	(1.119)	(464)	-	(1.583)	(49.745)	(171)
Gastos de exploración	(5.533)	(115)	(404)	(4)	(523)	(6.056)	(13)
Depreciación, agotamiento y amortización	(34.958)	(349)	(1.150)	-	(1.499)	(36.457)	(520)
Pérdidas de valor de propiedades de petróleo y gas	(10.134)	(418)	(148)	-	(566)	(10.700)	-
Otros gastos operativos	(5.425)	(347)	(634)	77	(904)	(6.329)	(84)
Resultados antes de los impuestos a las ganancias	7.252	273	(852)	73	(506)	6.746	473
Impuestos a las ganancias	(2.466)	(162)	(1)	45	(118)	(2.584)	(330)
Resultados de las operaciones (excluyendo gastos generales corporativos y costos de interés)	4.786	111	(853)	118	(624)	4.162	143

d) Informaciones sobre reservas

Como se indica en la nota explicativa 5.1, reservas comprobadas de petróleo y gas son las cantidades de petróleo y gas natural que, de acuerdo con los análisis de datos geocientíficos y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable que serán económicamente recuperables a partir de una determinada fecha, provenientes de reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas, métodos operativos y reglamentaciones gubernamentales existentes, hasta el vencimiento de los contratos que prevén el derecho de operación, a menos que evidencias indiquen que existe una certeza razonable de renovación. El proyecto de extracción de los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe tener una certeza razonable de que el proyecto comenzará en un período de tiempo razonable. Estas estimaciones de reservas de petróleo y gas natural requieren un alto nivel de juicio y complejidad, e influyen diferentes ítems de los Estados Financieros de la Compañía.

Las reservas comprobadas netas de petróleo y gas estimadas por la Compañía y los respectivos cambios en los ejercicios 2018, 2017 y 2016 se demuestran en la tabla a continuación. Las reservas comprobadas fueron estimadas según las definiciones de reservas previstas por la *Securities and Exchange Commission*.

Reservas desarrolladas de petróleo y gas son reservas de cualquier categoría que se espera recuperar: (i) por medio de los pozos, equipos y métodos operativos existentes, o en las cuales el costo de los equipos necesarios es relativamente inferior en comparación al costo de un nuevo pozo; y (ii) por medio de los equipos de extracción instalados y de la infraestructura que se encuentre en operación en el momento de la estimación de las reservas, caso la extracción se realice por medio que no envuelva un pozo.

En algunos casos, hay la necesidad de nuevas inversiones sustanciales en pozos adicionales y equipos para recuperar tales reservas comprobadas, que son reservas no desarrolladas. Debido a las incertidumbres inherentes y a la naturaleza limitada de los datos de reservorios, las estimaciones de reservas están sujetas a cambios cuando se tengan informaciones adicionales.

El resumen de los cambios anuales de las reservas comprobadas de aceite se muestra a continuación (en millones de barriles):

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - Consolidado (*)	En el Extranjero						Total
	Aceite en Brasil	América del Sur	América del Norte	África	Total de Aceite el extranjero	Aceite Sintético en Brasil	
Reservas al 31 de diciembre de 2015	8.544,1	52,3	90,6	-	142,9	6,9	8.693,9
Revisiones de estimativas previas	179,5	0,1	17,9	-	18,0	0,8	198,4
Extensiones y hallazgos	87,8	-	-	-	-	-	87,8
Ventas de reservas	-	(46,6)	-	-	(46,6)	-	(46,6)
Compras de reservas	-	0,7	-	-	0,7	-	0,7
Producción del ejercicio	(748,5)	(5,7)	(12,1)	-	(17,8)	(0,9)	(767,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	8.063,0	0,8	96,4	-	97,3	6,8	8.167,1
Revisiones de estimativas previas	649,3	0,3	31,4	-	31,7	0,2	681,1
Extensiones y hallazgos	69,1	0,3	-	-	0,3	-	69,4
Perfeccionamiento de recuperación	212,7	-	-	-	-	-	212,7
Producción del ejercicio	(744,6)	(0,2)	(13,2)	-	(13,4)	(1,0)	(759,0)
Reservas al 31 de diciembre de 2017 (1)	8.249,4	1,2	114,6	-	115,8	6,0	8.371,3
Transferencia por pérdida de control (2)	-	-	(100,4)	-	(100,4)	-	(100,4)
Revisiones de estimativas previas	342,7	-	-	-	-	(0,3)	342,5
Extensiones y hallazgos	308,5	0,6	-	-	0,6	-	309,1
Perfeccionamiento de recuperación	224,2	-	-	-	-	-	224,2
Ventas de reservas	(254,8)	-	-	-	-	-	(254,8)
Producción del ejercicio	(701,3)	(0,3)	(14,3)	-	(14,5)	(0,9)	(716,8)
Reservas al 31 de diciembre de 2018	8.168,7	1,6	-	-	1,6	4,8	8.175,1

(1) En 2017, las reservas probadas totales incluye 263,7 millones de barriles relacionados con activos mantenidos para la venta.

(2) Cantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalencia patrimonial por la operación que resultó en la constitución de una *joint venture* con una participación del 80% de Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") y el 20% de Petrobras America Inc ("PAI").

Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - inversiones por equivalencia patrimonial (*)

	Aceite en Brasil	En el Extranjero			Aceite Sintético en Brasil	Total
		América del Sur	América del Norte	Total de Aceite en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2015	-	14,6	-	65,8	80,4	80,4
Revisiones de estimativas previas	-	-	-	11,9	11,9	11,9
Ventas de reservas	-	(14,1)	-	-	(14,1)	(14,1)
Producción del ejercicio	-	(0,5)	-	(8,7)	(9,2)	(9,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	-	-	-	69,0	69,0	69,0
Revisiones de estimativas previas	-	-	-	2,6	2,6	2,6
Producción del ejercicio	-	-	-	(8,2)	(8,2)	(8,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	63,4	63,4	63,4
Transferencias por la pérdida de control (2)	-	-	100,4	-	100,4	100,4
Revisiones de estimativas previas	-	-	(0,9)	3,7	2,9	2,9
Ventas de reservas	-	-	(80,4)	-	(80,4)	(80,4)
Compras de reservas	-	-	7,9	-	7,9	7,9
Producción del ejercicio	-	-	(0,4)	(7,3)	(7,7)	(7,7)
Reservas al 31 de diciembre de 2018 (1)	-	-	26,6	59,8	86,4	86,4

(1) En 2018, las reservas probadas totales incluyen 59,8 millones de barriles relacionadas con activos mantenidos para la venta (PO&G).

(2) Cantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalencia patrimonial por la operación que resultó en la constitución de una *joint venture* con una participación del 80% de Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") y el 20% de Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

El resumen de los cambios anuales de las reservas comprobadas de gas natural se muestra a continuación (en miles de millones de pies cúbicos):

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - Consolidado (*)

	Gas natural en Brasil	En el extranjero			Gas sintético en Brasil	Total
		América del Sur	América del Norte	Total de gas natural en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2015	9.587,7	680,5	138,5	-	9,3	10.416,1
Revisiones de estimativas previas	(476,2)	22,9	(19,3)	-	1,2	(471,4)
Extensiones y hallazgos	92,1	-	-	-	-	92,1
Perfeccionamiento de recuperación	0,1	-	-	-	-	0,1
Ventas de reservas	-	(631,9)	-	-	-	(631,9)
Compras de reservas	-	93,3	-	-	-	93,3
Producción del ejercicio	(809,7)	(50,9)	(32,1)	-	(1,4)	(894,0)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	8.394,0	113,9	87,2	-	9,2	8.604,3
Revisiones de estimativas previas	(81,5)	19,5	(24,9)	-	0,1	(86,9)
Extensiones y hallazgos	37,4	41,0	-	-	-	78,4
Perfeccionamiento de recuperación	204,2	-	-	-	-	204,2
Producción del ejercicio	(877,9)	(14,2)	(21,3)	-	(1,2)	(914,6)
Reservas al 31 de diciembre de 2017 (1)	7.676,1	160,2	40,9	-	8,1	7.885,3
Transferencias por la pérdida de control (2)	-	-	(36,8)	-	-	(36,8)
Revisiones de estimativas previas	737,2	-	-	-	(1,0)	736,2
Extensiones y hallazgos	136,8	70,1	-	-	-	206,9
Perfeccionamiento de recuperación	207,6	-	-	-	-	207,6
Ventas de reservas	(165,5)	-	-	-	-	(165,5)
Producción del ejercicio	(801,8)	(16,2)	(4,1)	-	(1,3)	(823,5)
Reservas al 31 de diciembre de 2018	7.790,5	214,1	-	-	5,7	8.010,3

(1) En 2017, las reservas probadas totales incluye 173,7 miles de millones de pies cúbicos relacionadas con activos mantenidos para la venta.

(2) Cantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalencia patrimonial por la operación que resultó en la constitución de una *joint venture* con una participación del 80% de Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") y el 20% de Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - inversiones por equivalencia patrimonial (*)

	Gas natural en Brasil	En el extranjero				Gas sintético en Brasil	Total
		América del Sur	América del Norte	África	Total de gas natural en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2015	-	16,9	-	16,6	33,5	-	33,5
Revisiones de estimativas previas	-	-	-	(4,1)	(4,1)	-	(4,1)
Ventas de reservas	-	(16,8)	-	-	(16,8)	-	(16,8)
Producción del ejercicio	-	(0,1)	-	-	(0,1)	-	(0,1)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	-	(0,0)	-	12,5	12,5	-	12,5
Revisiones de estimativas previas	-	-	-	5,7	5,7	-	5,7
Producción del ejercicio	-	-	-	(0,9)	(0,9)	-	(0,9)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	-	(0,0)	-	17,3	17,3	-	17,3
Transferencias por la pérdida de control	-	-	36,8	-	36,8	-	36,8
Revisiones de estimativas previas	-	-	(3,1)	34,8	31,8	-	31,8
Ventas de reservas	-	-	(29,7)	-	(29,7)	-	(29,7)
Compras de reservas	-	-	6,9	-	6,9	-	6,9
Producción del ejercicio	-	-	(0,1)	(4,8)	(4,9)	-	(4,9)
Reservas al 31 de diciembre de 2018 (1)	-	-	10,8	47,3	58,1	-	58,1

(1) En 2018, el total de las reservas probadas incluye el monto de 47,3 mil millones de pies cúbicos relacionadas con activos mantenidos para la venta (PO&G).

(2) Cantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalencia patrimonial por la operación que resultó en la constitución de una *joint venture* con una participación del 80% de Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") y el 20% de Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

La producción de gas natural presentada en estas tablas es el volumen extraído de nuestras reservas probadas, incluyendo gas combustible consumido en las operaciones y excluyendo el gas reinyectado. Nuestras reservas probadas de gas divulgadas incluyen volúmenes de gas combustible, que representan el 32% de nuestra reserva probada total de gas natural en 2018.

Las siguientes tablas resumen la información sobre los cambios en las reservas probadas de petróleo y gas, en millones de barriles de petróleo equivalente, de nuestras entidades consolidadas e invertidas por equivalencia patrimonial para 2018, 2017 y 2016:

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - Consolidado (*)	Aceite equivalente en Brasil	En el Extranjero				Aceite equivalente sintético en Brasil	Total
		América del Sur	América del Norte	África	Total de Aceite equivalente en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2015	10.142,1	165,7	113,7	-	279,4	8,5	10.430,0
Revisiones de estimativas previas	100,2	3,9	14,7	-	18,6	1,0	119,8
Extensiones y hallazgos	103,2	-	-	-	-	-	103,2
Ventas de reservas	-	(151,9)	-	-	(151,9)	-	(151,9)
Compras de reservas	-	16,3	-	-	16,3	-	16,3
Producción del ejercicio	(883,4)	(14,2)	(17,4)	-	(31,6)	(1,2)	(916,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	9.462,0	19,8	111,0	-	130,8	8,3	9.601,1
Revisiones de estimativas previas	635,7	3,5	27,2	-	30,7	0,2	666,6
Extensiones y hallazgos	75,4	7,1	-	-	7,1	-	82,5
Perfeccionamiento de recuperación	246,7	-	-	-	-	-	246,7
Producción del ejercicio	(891,0)	(2,6)	(16,7)	-	(19,3)	(1,2)	(911,4)
Reservas al 31 de diciembre de 2017 (1)	9.528,8	27,9	121,5	-	149,3	7,4	9.685,5
Transferencia por pérdida de control (2)	-	-	(106,5)	-	(106,5)	-	(106,5)
Revisiones de estimativas previas	465,6	-	-	-	-	(0,4)	465,2
Extensiones y hallazgos	331,3	12,3	-	-	12,3	-	343,6
Perfeccionamiento de recuperación	258,8	-	-	-	-	-	258,8
Ventas de reservas	(282,4)	-	-	-	-	-	(282,4)
Producción del ejercicio	(834,9)	(3,0)	(15,0)	-	(17,9)	(1,2)	(854,0)
Reservas al 31 de diciembre de 2018	9.467,1	37,2	-	-	37,2	5,8	9.510,1

(1) En 2017, las reservas probadas totales incluye 292,7 millones de barriles de oleo equivalente relacionadas con activos mantenidos para la venta.

(2) Cantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalencia patrimonial por la operación que resultó en la constitución de una *joint venture* con una participación del 80% de Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") y el 20% de Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (NO AUDITADA)

(Expresados en millones de reales, excepto cuando indicado en contrario)



Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - inversiones por equivalencia patrimonial (*)	En el Extranjero				Total de Aceite equivalente en el extranjero	Aceite equivalente sintético en Brasil	Total
	Aceite equivalente en Brasil	América del Sur	América del Norte	África			
Reservas al 31 de diciembre de 2015	-	17,4	-	68,6	86,0	-	86,0
Revisiones de estimativas previas	-	-	-	11,2	11,2	-	11,2
Ventas de reservas	-	(16,9)	-	-	(16,9)	-	(16,9)
Producción del ejercicio	-	(0,5)	-	(8,7)	(9,2)	-	(9,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	-	0,0	-	71,1	71,1	-	71,1
Revisiones de estimativas previas	-	-	-	3,5	3,5	-	3,5
Producción del ejercicio	-	-	-	(8,3)	(8,3)	-	(8,3)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	66,3	66,3	-	66,3
Transferencia por pérdida de control (2)	-	-	106,5	-	106,5	-	106,5
Revisiones de estimativas previas	-	-	(1,4)	9,6	8,2	-	8,2
Ventas de reservas	-	-	(85,4)	-	(85,4)	-	(85,4)
Compras de reservas	-	-	9,1	-	9,1	-	9,1
Producción del ejercicio	-	-	(0,5)	(8,1)	(8,6)	-	(8,6)
Reservas al 31 de diciembre de 2018 (1)	-	-	28,4	67,7	96,1	-	96,1

(1) En 2018, las reservas probadas totales incluye el valor de 67,7 millones de barriles de oleo equivalente en relación a los activos mantenidos para la venta (PO&G).

 (2) Cantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalencia patrimonial por la operación que resultó en la constitución de una *joint venture* con una participación del 80% de Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") y el 20% de Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - Consolidado e inversiones por equivalencia patrimonial (*)	En el Extranjero				Total de Aceite equivalente en el extranjero	Aceite equivalente sintético en Brasil	Total
	Aceite equivalente en Brasil	América del Sur	América del Norte	África			
Reservas al 31 de diciembre de 2015	10.142,1	183,1	113,7	68,6	365,4	8,5	10.516,0
Revisiones de estimativas previas	100,2	3,9	14,7	11,2	29,8	1,0	131,0
Extensiones y hallazgos	103,2	-	-	-	-	-	103,2
Ventas de reservas	-	(168,8)	-	-	(168,8)	-	(168,8)
Compras de reservas	-	16,3	-	-	16,3	-	16,3
Producción del ejercicio	(883,4)	(14,7)	(17,4)	(8,7)	(40,8)	(1,2)	(925,4)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	9.462,0	19,8	111,0	71,1	201,8	8,3	9.672,2
Revisiones de estimativas previas	635,7	3,5	27,2	3,5	34,3	0,2	670,1
Extensiones y hallazgos	75,4	7,1	-	-	7,1	-	82,5
Perfeccionamiento de recuperación	246,7	-	-	-	-	-	246,7
Producción del ejercicio	(891,0)	(2,6)	(16,7)	(8,3)	(27,7)	(1,2)	(919,8)
Reservas al 31 de diciembre de 2017 (1)	9.528,8	27,9	121,5	66,3	215,6	7,4	9.751,7
Transferencia por pérdida de control (2)	-	-	-	-	-	-	-
Revisiones de estimativas previas	465,6	-	(1,4)	9,6	8,2	(0,4)	473,3
Extensiones y hallazgos	331,3	12,3	-	-	12,3	-	343,6
Perfeccionamiento de recuperación	258,8	-	-	-	-	-	258,8
Ventas de reservas	(282,4)	-	(85,4)	-	(85,4)	-	(367,8)
Compras de reservas	-	-	9,1	-	9,1	-	9,1
Producción del ejercicio	(834,9)	(3,0)	(15,4)	(8,1)	(26,5)	(1,2)	(862,6)
Reservas al 31 de diciembre de 2018 (1)	9.467,1	37,2	28,4	67,7	133,3	5,8	9.606,2

(1) En 2017, incluye 292,7 millones de barriles de petróleo equivalente correspondientes a los activos mantenidos para la venta en Brasil; y en 2018, incluye el valor de 67,7 millones de barriles de petróleo equivalente en relación con activos mantenidos para la venta en África (PO&G).

 (2) Cantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalencia patrimonial por la operación que resultó en la constitución de una *joint venture* con una participación del 80% de Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") y el 20% de Petrobras America Inc ("PAI").

(*) Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

En 2018, incorporamos 473,3 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas por revisiones de estimaciones anteriores, siendo 233,5 millones de barriles de petróleo equivalente debido a revisiones económicas, principalmente en función del aumento del precio, y 239,9 millones de barriles de petróleo equivalente principalmente debido a revisiones técnicas, en función del buen desempeño de los reservorios en el pre-sal de las cuencas de Santos y Campos, ambas en Brasil. Además, incorporamos 258,8 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas resultantes de respuestas positivas de recuperación suplementaria (inyección de agua) y 343,6 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas debido a descubrimientos y extensiones, principalmente en el pre-sal de la Cuenca de Santos.

Reduimos 367,8 millones de barriles de petróleo equivalente de nuestras reservas probadas debido a la venta de reservas y aumentamos 9,1 millones en nuestras reservas probadas debido a compras de reservas, resultando en un efecto neto de reducción de 358,7 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas debido a la compra y venta.

Considerando la producción de 862,6 millones de barriles de petróleo equivalente en 2018 y las variaciones anteriores, la reserva probada total de la Compañía resultó en 9.606,2 millones de barriles de petróleo equivalente. Esta producción de 862,6 millones de barriles de petróleo equivalente se refiere a volúmenes que se incluían en nuestras reservas y, por lo tanto, no considera líquidos de gas natural (excepto en América del Norte), ya que la reserva se estima en el punto de referencia anterior al procesamiento de gas, y tampoco considera la producción de pruebas de larga duración en bloques exploratorios y la producción en Bolivia, una vez que la Constitución Boliviana prohíbe la divulgación y el registro de las reservas.

En 2017, incorporamos 670,1 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas por revisiones de estimaciones anteriores, siendo 355,4 millones de barriles de petróleo equivalente debido a revisiones de economía, principalmente en función del aumento del precio, y 314,7 millones de barriles de petróleo equivalente debido a revisiones técnicas, principalmente en función de mejor respuesta de reservorios de los sistemas de producción en operación en el pre-sal, en la Cuenca de Santos y de Campos, ambas en Brasil.

Adicionalmente, incorporamos 246,7 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas resultante de respuestas positivas del mecanismo de recuperación suplementaria (inyección de agua), y añadimos 82,5 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas debido a extensiones y hallazgos, principalmente en la Cuenca de Santos.

Considerando una producción de 919,8 millones de barriles de petróleo equivalente en 2017, la reserva probada total de la Compañía resultó en 9.751,7 millones de barriles de petróleo equivalente.

En 2016, se incorporaron 103 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas por extensiones y hallazgos en Brasil (Cuenca de Santos), e incrementamos 131 millones de barriles de petróleo equivalente de nuestras reservas probadas debido a las revisiones de estimativas previas, debido a perforaciones de nuevos pozos de desarrollo de producción y una mejor respuesta de reservorios en tierra, así como en el post-sal offshore, en Brasil y los EE.UU., además de resultados positivos en las respuestas de los reservorios, en los mecanismos de recuperación (inyección de agua) y en la eficiencia operativa de los sistemas de producción en la operación, así como el aumento de las actividades de perforación y actividades *tie-back* en el pre-sal de la Cuenca de Santos y Campos, todas en Brasil.

Reducimos 169 millones de barriles de petróleo equivalente de nuestras reservas probadas debido a las ventas de minerales in situ y aumentamos 16 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas debido a la compra de minerales in situ, lo que resulta en un efecto neto de una disminución de 153 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas. El resultado neto de estas adiciones y ventas, con exclusión de la producción, fue un aumento del 81 millones de barriles de petróleo equivalente para nuestras reservas probadas en 2016. Teniendo en cuenta una producción de 925 millones de barriles de petróleo equivalente en el año de 2016, nuestra reserva probada disminuyó 844 millones de barriles de petróleo equivalente.

Las tablas siguientes presentan los volúmenes de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas, netos:

	2018				2017				2016			
	Petróleo Crudo (millones de barriles)	Petróleo Sintético	Gas Natural (miles millones pies cúb.)	Gas Sintético (miles millones pies cúb.)	Petróleo Crudo (millones de barriles)	Petróleo Sintético (miles millones pies cúb.)	Gas Natural (miles millones pies cúb.)	Gas Sintético (miles millones pies cúb.)	Petróleo Crudo (millones de barriles)	Petróleo Sintético (miles millones pies cúb.)	Gas Natural (miles millones pies cúb.)	Gas Sintético (miles millones pies cúb.)
Reservas comprobadas desarrolladas, netas (*):												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.339,5	4,8	4.807,0	5,7	4.282,2	6,0	4.515,9	8,1	4.250,1	6,8	5.034,2	9,2
América del Sur	1,0	-	83,5	-	0,7	-	56,7	-	0,5	-	33,7	-
América del Norte	-	-	-	-	72,1	-	24,2	-	79,6	-	83,6	-
Extranjero	1,0	-	83,5	-	72,8	-	80,9	-	80,1	-	117,3	-
Total Entidades Consolidadas	4.340,5	4,8	4.890,5	5,7	4.355,0	6,0	4.596,8	8,1	4.330,2	6,8	5.151,5	9,2
Inversiones por Equivalencia Patrimonial												
América del Norte (2)	20,0	-	8,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
África	30,9	-	27,6	-	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-
Extranjero	51,0	-	35,9	-	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-
Total Inversiones por Equivalencia Patrimonial	51,0	-	35,9	-	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-
Total Entidades Consolidadas e Inversiones por Equivalencia Patrimonial (1)	4.391,5	4,8	4.926,4	5,7	4.384,6	6,0	4.606,0	8,1	4.362,7	6,8	5.160,1	9,2
Reservas comprobadas y no desarrolladas, netas (*):												
Entidades Consolidadas												
Brasil	3.829,2	-	2.983,5	-	3.967,2	-	3.160,2	-	3.812,9	-	3.359,7	-
América del Sur	0,5	-	130,6	-	0,5	-	103,5	-	0,3	-	80,2	-
América del Norte	-	-	-	-	42,6	-	16,7	-	16,8	-	3,6	-
Extranjero	0,5	-	130,6	-	43,0	-	120,2	-	17,1	-	83,8	-
Total Entidades Consolidadas	3.829,7	-	3.114,1	-	4.010,2	-	3.280,5	-	3.830,0	-	3.443,6	-
Inversiones por Equivalencia Patrimonial												
América del Norte (2)	6,5	-	2,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
África	28,9	-	19,7	-	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-
Extranjero	35,4	-	22,2	-	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-
Total Inversiones por Equivalencia Patrimonial	35,4	-	22,2	-	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-
Total Entidades Consolidadas e Inversiones por Equivalencia Patrimonial (1)	3.865,1	-	3.136,3	-	4.044,0	-	3.288,5	-	3.866,5	-	3.447,5	-

(1) Incluye los importes relacionados con activos mantenidos para la venta en 2017 (191,9 millones de barriles de petróleo y 131,8 mil millones de pies cúbicos de gas natural de las reservas probadas desarrolladas y 71,9 millones de barriles de petróleo y 41,9 mil millones de pies cúbicos de gas natural en reservas probadas no desarrolladas) en Brasil y en 2018 (30,9 millones de barriles de petróleo y 27,6 mil millones de pies cúbicos de gas natural en reservas probadas desarrolladas y 28,9 millones de barriles de petróleo y 19,7 mil millones de pies cúbicos de gas natural en reservas probadas no desarrolladas) en África (PO&G).

(2) En 2018, en las reservas de petróleo de América del Norte, se incluyen volúmenes de líquido de gas natural, con representación del 4,2% en las reservas desarrolladas y del 3,6% en las reservas no desarrolladas.

(*) Aparentes diferencias en las sumas se derivan de redondeos.

e) Medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados netos respecto a las cantidades de petróleo y gas comprobadas y sus cambios

La medida estandarizada de los flujos de efectivo futuros descontados netos, respecto a las reservas de petróleo y gas comprobadas anteriormente mencionadas, es calculada de acuerdo con el Tópico de Codificación 932 SEC - Actividades Extractivas - Petróleo y Gas.

Los ingresos de efectivo estimados futuros a partir de la producción son calculados aplicándose el precio promedio durante el período de 12 meses anterior al cierre del ejercicio cubierto por el informe, determinado como la media aritmética no ponderada del primer precio de cada mes dentro del referido período, a menos que los precios sean definidos por determinación contractual, excluyéndose los aumentos basados en futuras condiciones. Los cambios futuros en los precios se limitan a los acuerdos contractuales vigentes al cierre de cada año de reporte. Los costos futuros de desarrollo y producción corresponden a los gastos futuros necesarios para desarrollar y producir las reservas comprobadas estimadas al cierre del ejercicio con base en indicaciones de costo al cierre del ejercicio, asumiendo como premisa la continuidad de las condiciones económicas al cierre del ejercicio. El impuesto sobre la renta futuro estimado es calculado aplicándose las alícuotas oficiales vigentes al cierre del ejercicio. En Brasil, juntamente con el impuesto sobre la renta, son incluidas contribuciones sociales futuras. Los valores presentados como gastos futuros de impuesto sobre la renta incluyen deducciones permitidas, sobre las cuales se aplican las alícuotas oficiales. Los flujos de efectivo futuros descontados netos son calculados utilizándose factores de descuento del 10%, aplicados en el medio del año. Este flujo de efectivo futuro descontado requiere estimación de cuándo serán incurridos los gastos futuros, y de cuándo serán producidas las reservas, año a año.

La evaluación prevista en el Tópico de Codificación 932 SEC – Actividades Extractivas – Petróleo y Gas requiere la adopción de premisas con relación al momento y al valor de los costos de desarrollo y producción futuros. Los cálculos son hechos al 31 de diciembre de cada ejercicio y no deben ser utilizados como indicativos de los flujos de efectivo futuros de Petrobras o del valor de sus reservas de petróleo y gas.

La información relativa a la medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados se presentan originalmente en dólares estadounidenses en el Form 20-F de SEC, y se convirtieron a reales con fines de presentación en estos estados financieros. Por lo tanto, con el fin de mantener la coherencia con los criterios utilizados en la medición de las estimaciones de futuras entradas de efectivo, como descrito anteriormente, el tipo de cambio utilizado para la conversión de cada período sigue el precio promedio del dólar estadounidense durante el periodo de 12 meses anteriores a la fecha de cierre, determinado como una media aritmética no ponderada del precio del primer día laborable de cada mes dentro de ese período. Las diferencias de cambio surgidas en la conversión se demuestran como ajustes por diferencias de cambio en las tablas de movimiento de los flujos, conforme a continuación.

Los flujos de caja netos futuros descontados (*):

	Extranjero				Consolidado	Inversiones por Equivalencia Patrimonial (3)
	Brasil (2)	América del Sur	América del Norte	Total	Total	
Al 31 de diciembre de 2018						
Ingresos de efectivo futuros	2.188.096	4.044	-	4.044	2.192.140	22.235
Costos de producción futuros	(981.563)	(1.544)	-	(1.544)	(983.107)	(5.851)
Costos de desarrollo futuros	(124.063)	(792)	-	(792)	(124.855)	(1.925)
Gastos por impuestos a las ganancias futuros	(405.518)	(330)	-	(330)	(405.848)	(3.709)
Flujos de efectivo netos futuros no descontados	676.952	1.378	-	1.378	678.330	10.749
Descuento del 10% a mediados de año a efectos de la época de flujos de efectivo estimados (1)	(272.896)	(707)	-	(707)	(273.603)	(2.271)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros netos descontados	404.056	671	-	671	404.727	8.478
Al 31 de diciembre de 2017						
Ingresos de efectivo futuros	1.400.992	2.912	17.107	20.019	1.421.011	11.127
Costos de producción futuros	(679.781)	(1.314)	(7.311)	(8.625)	(688.406)	(2.734)
Costos de desarrollo futuros	(149.113)	(469)	(2.071)	(2.540)	(151.653)	(1.671)
Gastos por impuestos a las ganancias futuros	(201.304)	(284)	(273)	(558)	(201.862)	(1.082)
Flujos de efectivo netos futuros no descontados	370.794	844	7.452	8.296	379.090	5.640
Descuento del 10% a mediados de año a efectos de la época de flujos de efectivo estimados (1)	(167.574)	(441)	(2.256)	(2.697)	(170.271)	(1.513)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros netos descontados	203.220	404	5.196	5.599	208.819	4.127
Al 31 de diciembre de 2016						
Ingresos de efectivo futuros	1.260.888	2.116	13.437	15.553	1.276.441	10.407
Costos de producción futuros	(738.852)	(843)	(7.597)	(8.440)	(747.292)	(3.839)
Costos de desarrollo futuros	(149.444)	(425)	(1.875)	(2.300)	(151.744)	(2.481)
Gastos por impuestos a las ganancias futuros	(163.121)	(229)	(141)	(370)	(163.491)	(808)
Flujos de efectivo netos futuros no descontados	209.471	619	3.824	4.443	213.914	3.279
Descuento del 10% a mediados de año a efectos de la época de flujos de efectivo estimados (1)	(88.016)	(274)	(898)	(1.172)	(89.188)	(1.221)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros netos descontados	121.455	345	2.926	3.271	124.726	2.058

(1) Capitalización semestral.

(2) Incluye el valor de R\$ 5.649 millones referentes a activos clasificados como mantenidos para la venta en 2017.

(3) Incluye el valor de R\$ 6.090 millones referentes a activos de la PO&G clasificados como mantenidos para la venta en 2018.

(*) Aparentes diferencias en las sumas se derivan de redondeos.

Movimiento de los flujos de efectivo futuros descontados netos:

	Consolidado					Inversiones por Equivalencia Patrimonial (2)
	Extranjero				Total	
	Brasil (1)	América del Sur	América del Norte	Total		
Saldo al 1º de enero de 2018	203.220	404	5.196	5.599	208.819	4.127
Transferencia por pérdida de control (3)	-	-	(5.191)	(5.191)	(5.191)	5.547
Ventas y transferencias de petróleo y gas, netas de costos de producción	(114.976)	(278)	(3.069)	(3.347)	(118.323)	(1.346)
Costos de desarrollo habidos	35.101	118	831	949	36.050	916
Cambio neto debido a compras y ventas de minerales	(17.357)	-	-	-	(17.357)	(6.877)
Cambio neto debido a extensiones, hallazgos y mejoras, menos costos relacionados	41.030	447	-	447	41.477	-
Revisiones de las estimativas de cantidades previas	38.866	-	-	-	38.866	169
Cambio neto de los precios, precios de transferencia y costos de producción	264.214	161	1.392	1.553	265.767	6.614
Cambio en costos futuros de desarrollo estimados	6.753	(275)	(429)	(704)	6.049	(339)
Intereses del descuento	20.322	68	545	613	20.935	470
Cambio neto en impuestos sobre la renta	(105.122)	(14)	-	(14)	(105.136)	(1.814)
Otros - no especificados	-	(16)	-	(16)	(16)	433
Ajuste por diferencias de cambio	32.006	56	725	781	32.787	576
Saldo al 31 de diciembre de 2018	404.057	671	-	671	404.728	8.478
Saldo al 1º de enero de 2017	121.455	346	2.925	3.271	124.726	2.058
Ventas y transferencias de petróleo y gas, netas de costos de producción	(74.716)	(192)	(1.798)	(1.990)	(76.706)	(832)
Costos de desarrollo habidos	36.898	75	734	809	37.707	939
Cambio neto debido a extensiones, hallazgos y mejoras, menos costos relacionados	13.360	221	-	221	13.581	-
Revisiones de las estimativas de cantidades previas	26.369	119	1.413	1.533	27.902	161
Cambio neto de precios, precios de transferencia y costos de producción	160.586	9	2.345	2.354	162.940	1.575
Cambio en costos futuros de desarrollo estimados	(50.665)	(98)	(461)	(559)	(51.224)	(80)
Intereses del descuento	12.145	45	242	287	12.433	186
Cambio neto en impuestos sobre la renta	(29.474)	(58)	(6)	(64)	(29.538)	(293)
Otros - no especificados	-	(29)	79	50	50	608
Ajuste por diferencias de cambio	(12.738)	(33)	(280)	(313)	(13.051)	(197)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	203.220	404	5.196	5.599	208.819	4.127
Saldo al 1º de enero de 2016	140.990	3.973	2.877	6.850	147.840	1.685
Ventas y transferencias de petróleo y gas, netas de costos de producción	(63.242)	(1.238)	(1.524)	(2.762)	(66.004)	(733)
Costos de desarrollo habidos	42.342	622	523	1.145	43.487	1.374
Cambio neto debido a compras y ventas de minerales	-	(3.860)	-	(3.860)	(3.860)	(189)
Cambio neto debido a extensiones, hallazgos y mejoras, menos costos relacionados	4.353	-	1.709	1.709	6.062	236
Revisiones de las estimativas de cantidades previas	4.225	-	785	785	5.010	854
Cambio neto de precios, precios de transferencia y costos de producción	(95.372)	-	(2.681)	(2.681)	(98.053)	(1.682)
Cambio en costos futuros de desarrollo estimados	32.372	-	814	814	33.186	(65)
Intereses del descuento	14.099	572	290	862	14.961	184
Cambio neto en impuestos sobre la renta	31.044	-	(4)	(4)	31.040	217
Otros - no especificados	-	(2)	(66)	(68)	(68)	59
Ajuste por diferencias de cambio	10.644	279	202	481	11.125	118
Saldo al 31 de diciembre de 2016	121.455	346	2.925	3.271	124.726	2.058

(1) Incluye el valor de R\$ 5.649 millones referentes a activos clasificados como mantenidos para la venta en 2017.

(2) Incluye el valor de R\$ 6.090 millones referentes a activos de la PO&G clasificados como mantenidos para la venta en 2018.

(3) Cantidades transferidas de entidades consolidadas para equivalencia patrimonial debido a la operación que resultó en la constitución de una joint venture con participación de 80% de la Murphy Exploration & Production Company ("Murphy") y 20% de Petrobras America Inc ("PAI").

Aparentes diferencias en las sumas se derivan de redondeos.

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

EDUARDO BACELLAR LEAL FERREIRA

PRESIDENTE

ROBERTO CASTELLO BRANCO

CONSEJERO

JERÔNIMO ANTUNES

CONSEJERO

SEGEN FARID ESTEFEN

CONSEJERO

ANA LÚCIA POÇAS ZAMBELLI

CONSEJERA

JÓÃO COX NETO
(*)

CONSEJERO

SONIA JULIA SULZBECK VILLALOBOS

CONSEJERA

DANILO FERREIRA DA SILVA

CONSEJERO

MARCELO MESQUITA DE SIQUEIRA FILHO

CONSEJERO

CLARISSA DE ARAÚJO LINS

CONSEJERA

DIRECTORIO EJECUTIVO

ROBERTO CASTELLO BRANCO

PRESIDENTE

RAFAEL SALVADOR GRISOLIA

**DIRECTOR EJECUTIVO FINANCIERO Y DE RELACIONES
CON INVERSORES**

EBERALDO DE ALMEIDA NETO

DIRECTOR EJECUTIVO CORPORATIVO

RAFAEL MENDES GOMES

**DIRECTOR EJECUTIVO DE GOBERNANZA Y
CONFORMIDAD**

**DIRETOR EJECUTIVO DE ORGANIZACIÓN
E SISTEMA DE GESTIÓN**

**DIRECTOR EJECUTIVO DE REFINACIÓN
Y GAS NATURAL**

CARLOS ALBERTO PEREIRA DE OLIVEIRA

DIRECTOR EJECUTIVO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

RUDIMAR ANDREIS LORENZATTO

**DIRECTOR EJECUTIVO DE DESARROLLO DE PRODUCCIÓN
Y TECNOLOGÍA**

(*) Abstención en cuanto a la aprobación de los estados financieros.

RODRIGO ARAUJO ALVES
CONTADOR CRC-RJ-115.881/O-3

En cumplimiento de lo dispuesto en los incisos V y VI del artículo 25 de la Instrucción CVM nº 480, del 7 de diciembre de 2009, el presidente y los directores de Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, sociedad por acciones de capital abierto, con sede en la Avenida República do Chile, 65, Rio de Janeiro, RJ, inscrita en el CNPJ bajo nº 33.000.167/0001-01, declaran que los estados financieros fueron elaborados de conformidad con la ley o el estatuto social y que:

- i. revisaron, discutieron y concordan con los estados financieros de Petrobras del ejercicio social terminado el 31 de diciembre de 2018;
- ii. revisaron, discutieron y concordan con las opiniones expresadas en el informe de KPMG Auditores Independientes, sobre los estados financieros de Petrobras del ejercicio social terminado el 31 de diciembre de 2018.

Rio de Janeiro, 27 de febrero de 2019.

Roberto Castello Branco

Presidente

Rafael Salvador Grisolia

Director Ejecutivo Financiero y de Relaciones con
Inversores
Director Ejecutivo de Organización y Sistema de
Gestión

Eberaldo de Almeida Neto

Director Ejecutivo Corporativo
Director Ejecutivo de Refinación y Gas Natural

Rafael Mendes Gomes

Director Ejecutivo de Gobernanza y Conformidad



Carlos Alberto Pereira de Oliveira

Director Ejecutivo de Exploración y Producción

Rudimar Andreis Lorenzatto

Director Ejecutivo de Desarrollo de Producción y
Tecnología

El Presupuesto de Capital para 2019 de Petróleo Brasileiro SA contempla inversiones totales de R\$ 54.711 millones (cincuenta y cuatro mil millones, setecientos y once millones de reales), de los cuales R\$ 43.788 millones (cuarenta y tres mil millones, setecientos ochenta y ocho millones) se destinan al segmento de Exploración y Producción, R\$ 9.864 millones (nueve mil millones, ochocientos sesenta y cuatro millones) al RGN (segmentos de RTC, G&E, Biocombustibles y Distribución) y R\$ 1.060 millones (mil millones y sesenta millones) al Segmento Corporativo, cuyos principales proyectos se encuentran listados abajo.

 E&P	 RGN
<ul style="list-style-type: none"> • DP Búzios • DP Atapu • DP Lula • DP Berbigão / Sururu 	<ul style="list-style-type: none"> • Gasoducto Ruta 3 • UPGN Ruta 3 • COMPERJ- Tren1 Infraestructura para UPGN • RNEST-Tren 1

Estas inversiones serán atendidas exclusivamente por recursos propios provenientes de las operaciones de la Compañía.

De esta forma, con base en el artículo 196 de la Ley nº 6.404, de 15.12.1976 (modificada por la Ley nº 9.457, del 05.05.1997), refrendado por la Ley nº 10.303 / 2001, el Consejo de Administración de PETROBRAS está proponiendo a esta Asamblea General Extraordinaria, con aprobación del Consejo Fiscal, el Presupuesto de Capital para 2019, por un monto de R\$ 54.711 millones (cincuenta y cuatro mil millones, setecientos y once millones de reales).

El Consejo Fiscal de Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, en el ejercicio de sus funciones legales y estatutarias, en reunión celebrada en esta fecha, examinó los siguientes documentos emitidos por PETROBRAS: I- el Informe Anual - Ejercicio de 2018; y II- el Balance Patrimonial y las demás Demostraciones Contables, relativas al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018; Propuesta de presupuesto de Capital para 2019 y Propuesta de Distribución de Resultados del ejercicio de 2018.

2. Con base en los exámenes efectuados, considerando las prácticas contables adoptadas por la Compañía, y en las informaciones prestadas por la Administración, así como el Informe de los auditores independientes sobre los estados contables individuales y consolidados, sin reservas, de KPMG Auditores Independientes, de 27.02.2019, el Consejo Fiscal, con voto contrario del Consejero Fiscal Reginaldo Ferreira Alexandre, opina que los documentos presentados están en condiciones de ser apreciados por la Asamblea General de los Accionistas de PETROBRAS.

Rio de Janeiro, 27 de febrero de 2019.

Marisete Fátima Dadald Pereira
Presidente

Adriano Pereira de Paula
Consejero

Eduardo Cesar Pasa
Consejero

Daniel Alves Ferreira
Consejero

Reginaldo Ferreira Alexandre
Consejero

Antonio Roberto da Silva
Asesor Técnico
CRC/RJ- 055019/0-5

A los Consejeros de la Administración da
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

1. Presentación

El Comité de Auditoría Estatutario ("CAE" o "Comité") es un órgano de carácter permanente, vinculado directamente con el Consejo de Administración de Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras ("Empresa"), tiene su propio Regimiento Interno ("Regimiento"), que se rige por las reglas previstas en la legislación y demás regulaciones brasileñas - especialmente por la Ley nº 13.303, de 30 de junio de 2016, Decreto nº 8.945, de 27 de diciembre de 2016 e Instrucción CVM nº 308 de la Comisión de Valores Mobiliarios, del 14 de mayo de 1999, modificada por la Instrucción CVM nº 509, de 16 de noviembre de 2011, y demás regulaciones aplicables, incluyendo la *Sarbanes-Oxley Act* ("SOx") y reglas emitidas por la *U.S. Securities and Exchange Commission* ("SEC") y la Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE").

El Comité de Auditoría Estatutario tiene como objetivo asesorar al Consejo de Administración en el ejercicio de sus funciones, actuando principalmente sobre (i) la calidad, transparencia e integridad de las demostraciones contables individuales y consolidadas (en lo sucesivo, "demostraciones contables"); (ii) la efectividad de los procesos de controles internos para la producción de informes financieros; (iii) la actuación, independencia y calidad de los trabajos de los Auditores Independientes y de los Auditores Internos; (iv) gestión de riesgos; (v) transacciones con partes relacionadas; (vi) los cálculos y resultados actuariales de los planes y beneficios mantenidos por la *Fundação Petrobras de Seguridade Social*; y (vii) la adecuación de las acciones de prevención y combate al fraude y corrupción.

En el cumplimiento de sus responsabilidades, el CAE no se responsabiliza por el planeamiento o la realización de auditorías o por cualquier afirmación de que las demostraciones contables de la Compañía estén completas y sean exactas y se presenten de acuerdo a las prácticas contables adoptadas en Brasil emitidas por el *Comitê de Pronunciamentos Contábeis* - ("CPC") y con las Normas Internacionales de Informes Financieros ("NIIF"), emitidas por el *International Accounting Standards Board* ("IASB"). Esta es la responsabilidad de la Administración y de los auditores independientes. En el cumplimiento de sus responsabilidades descritas en su Reglamento Interno, los miembros del CAE no están desempeñando las funciones de auditores o contadores.

El Comité de Auditoría actualmente está compuesto por los siguientes Consejeros de Administración Independientes: Jerônimo Antunes - Presidente del Comité y especialista financiero y de contabilidad societaria, según lo previsto en las legislaciones brasileña y estadounidense - y Sonia Julia Sulzbeck Villalobos.

En el 01/01/2018, el Comité de Auditoría estaba compuesto por los siguientes Consejeros de Administración: Jerônimo Antunes (Presidente del Comité), Marcelo Mesquita de Siqueira Filho y Durval José Soledade Santos.

En el 26/04/2018, el Consejo de Administración de Petrobras aprobó el nombramiento de la Consejera Sonia Julia Sulzbeck Villalobos y del Consejero Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis para ser los integrantes del Comité de Auditoría Estatutaria para el ejercicio 2018/2020, habiendo ambos tomado posesión el 25/05/2018 en sustitución de los Consejeros de Administración Durval José Soledade Santos y Marcelo Mesquita de Siqueira Filho, que dejaron de integrar el Comité, el 21/05/2018 y 25/05/2018, respectivamente. En 01/01/2019, el Consejero Francisco Petros Oliveira Lima Papathanasiadis renunció a los cargos de Consejero de Administración y de miembro del Comité.

Es importante destacar que todos los actuales miembros del CAE atienden a los criterios de independencia establecidos en el artículo 22, §1º, de la Ley nº 13.303 de 30/06/2016 y en el artículo 31-C, §2º, de la Instrucción CVM nº 308 de 14/05/1999, modificada por la Instrucción CVM nº 509 de 16/11/2011, así como a los criterios de independencia exigidos por la legislación estadounidense en lo que son aplicables a Petrobras y, también, por los criterios del *Instituto Brasileiro de Governança Corporativa* - IBGC.

2 Atribuciones y Responsabilidades

2.1 Administración de la Compañía

La Administración de la Compañía es responsable: (i) por la definición e implementación de procesos y procedimientos que pretenden recaudar datos en la elaboración de las demostraciones contables, con el cumplimiento de la legislación societaria, de las prácticas contables adoptadas en Brasil, además de las emitidas por el IASB, de los actos normativos pertinentes de la CVM, de la Comisión Nacional de Valores ("CNV") por ser listada en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA") y, por estar listada en la Bolsa de Valores de Nueva York, de las normas establecidas por la SEC y por la SOx; (ii) por elaborar y garantizar la integridad de las demostraciones contables, gestionar los riesgos, mantener el sistema de controles internos efectivo y velar por la conformidad de las actividades en cumplimiento a las normas legales y reglamentarias, y (iii) por los procesos, políticas y procedimientos de controles internos que aseguren la protección de activos, el oportuno reconocimiento de pasivos y la eliminación o reducción, a niveles aceptables, de los factores de riesgo.

2.2 Auditoría Interna

La Auditoría Interna, directamente subordinada al Consejo de Administración, es supervisada técnicamente por el Comité de Auditoría Estatutaria, y responde por la realización de trabajos periódicos, con foco en los principales riesgos, evaluando, de forma amplia y con independencia, las acciones de gestión de esos riesgos y la adecuación de la gobernanza y de los controles internos, contemplando las áreas y actividades que presentan los riesgos más sensibles a las operaciones y la estrategia de Petrobras.

2.3 Auditoría Independiente

Desde mayo de 2017, KPMG Auditores Independientes es responsable por la auditoría independiente de los estados contables anuales publicados y por la revisión de las informaciones trimestrales (ITRs) archivadas en la CVM, así como por las informaciones archivadas en la SEC y en la CNV, emitiendo informes que reflejan el resultado de sus verificaciones y presentan su opinión independiente acerca de la confiabilidad los estados contables en relación con las prácticas contables adoptadas en Brasil emitidas por el *Comitê de Pronunciamentos Contábeis* - CPC y las NIIF, además de la adherencia a las normas de la CVM, la legislación societaria brasileña y la reglamentación estadounidense aplicable a Petrobras.

2.4 Gobernanza, Conformidad y Apuración de Denuncias

La Dirección de Gobernanza y Conformidad ("DGC") comenzó a principios de 2015 con la misión de asegurar la conformidad de procesos y mitigar riesgos, entre ellos los de fraude y de corrupción, garantizando la adherencia a leyes, normas, estándares y reglamentos internos y externos. La estructura de la DGC está actualmente compuesta por las siguientes unidades organizacionales: Gerencia Ejecutiva de Gobernanza, Gerencia Ejecutiva de Conformidad y Gerencia General de Apuración de Denuncias.

La Gerencia Ejecutiva de Gobernanza pretende asegurar el cumplimiento de los modelos de gobernanza corporativa de la Compañía y de gobernanza societaria del Sistema Petrobras, así como garantizar la gestión del proceso decisorio de Petrobras y de la planificación, evaluación de desempeño y optimización societaria de las empresas subsidiarias.

La Gerencia Ejecutiva de Conformidad tiene la atribución de planificar, orientar, coordinar y evaluar las actividades de control, conformidad y reducción de riesgos de fraude y de corrupción, reportando a la Alta Administración las acciones y los resultados de conformidad en todo el Sistema Petrobras.

La investigación y apuración de denuncias es atribución de la Gerencia General de Apuración de Denuncias.

2.5 Gestión y Monitoreo de Riesgos

La Gerencia Ejecutiva de Riesgos Empresariales, vinculada a la Dirección de Estrategia, Organización y Sistema de Gestión, es la responsable por fortalecer la visión integrada de los riesgos empresariales del Sistema Petrobras, a través de la identificación, evaluación, monitoreo y gestión de riesgos relevantes, en articulación con las diversas áreas y empresas asociadas.

2.6 Oidoría y Canal de Denuncias

La Oidoría General es responsable de asegurar al público de interés, interno o externo, un canal de relación permanente e independiente para la recepción y el tratamiento de denuncias, incluyendo las de carácter anónimo, reclamaciones, solicitudes de información, pedidos, sugerencias, elogios y / o opiniones.

La Oidoría General está vinculada al Consejo de Administración de Petrobras y rendirá cuentas de sus actividades a través del CAE, resguardando la confidencialidad necesaria para la protección de sus demandantes.

2.7 Transacciones con Partes Relacionadas

Cabe al Comité de Auditoría Estatutario evaluar y monitorear, junto con la Administración y la Auditoría Interna, la adecuación de las transacciones con partes relacionadas realizadas por la Compañía, y revisar, por trimestre, el resumen de las transacciones con las partes relacionadas de Petrobras que involucran a sus Directores Ejecutivos, Consejeros, al igual que el cónyuge o pariente en línea directa o indirecta hasta el tercer grado y, por afinidad, hasta el segundo grado de tales administradores, y empresas que empleen cualquiera de sus Directores Ejecutivos y Consejeros, además de cualquier otra relación con las partes relacionadas que sea relevante, de acuerdo a lo definido por la CVM y por la SEC.

A partir del 15/12/2016, con la aprobación por el Consejo de Administración de la revisión de la Política de Transacciones con Partes Relacionadas de Petrobras, el Reglamento Interno del CAE fue alterado para que el Comité, además de la evaluación y monitoreo de las transacciones con partes relacionadas, analice previamente aquellas que atiendan a los criterios de materialidad establecidos en la Instrucción CVM 480 de 07/12/2009, en los términos de la revisión de la citada política.

3. Resumen de las actividades en 2018/2019

En el período del 12 de marzo de 2018 (primera reunión ordinaria del CAE después de la apreciación de los Estados Contables de 2017) hasta 25 de febrero de 2019 (reunión ordinaria del CAE, conjuntamente con el Consejo Fiscal - para la apreciación de los Estados Contables de 2018), el Comité de Auditoría Estatutaria de Petrobras realizó 57 reuniones, que contemplaron 298 pautas, involucrando Consejeros de Administración, Consejeros Fiscales, Miembros del Comité Especial de Investigación, Directores Ejecutivos, Gerentes Ejecutivos, Oidor General, Auditores Internos, Auditores Independientes, Abogados Internos y Externos y miembros de Comités de Auditoría de empresas del Sistema Petrobras, así segregadas:

2018/2019 del CAE en números

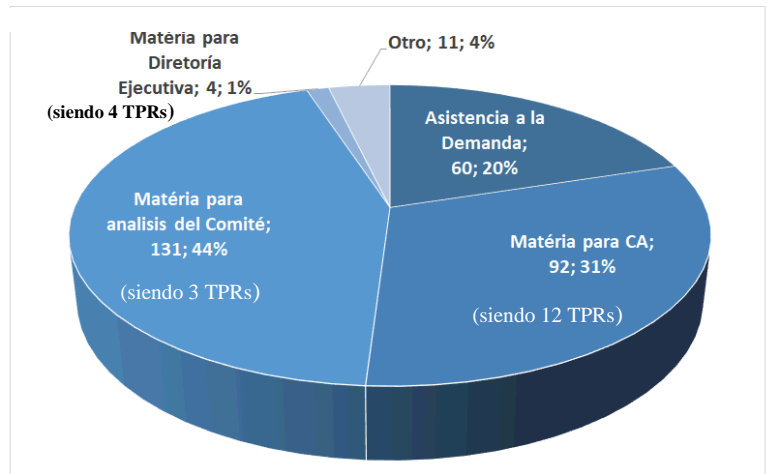
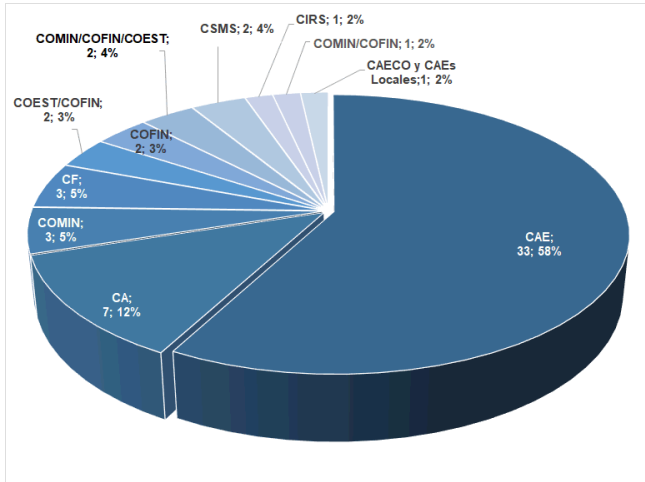
Promedio de reuniones por mes – 5,2

Promedio de agendas por reunión – 5,2

(extracto de 01/02/19, considerando el periodo de 12/03/18 hasta 25/02/19)

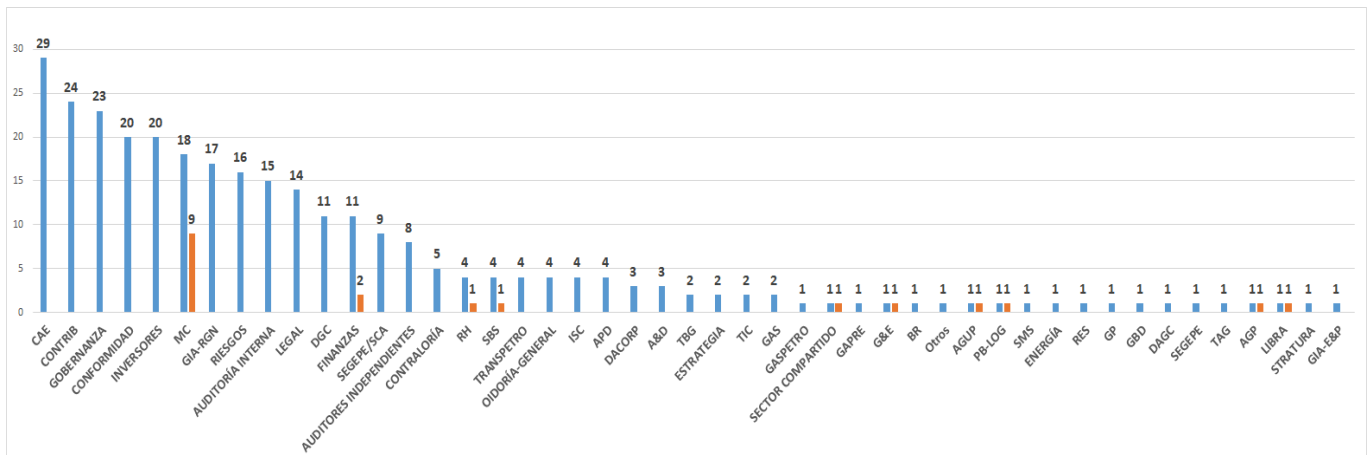
Fueron 298 agendas realizadas, las cuales fueron 19 TPRs, siendo:

Fueron 57 reuniones, siendo:



298 agendas distribuidas por areas:

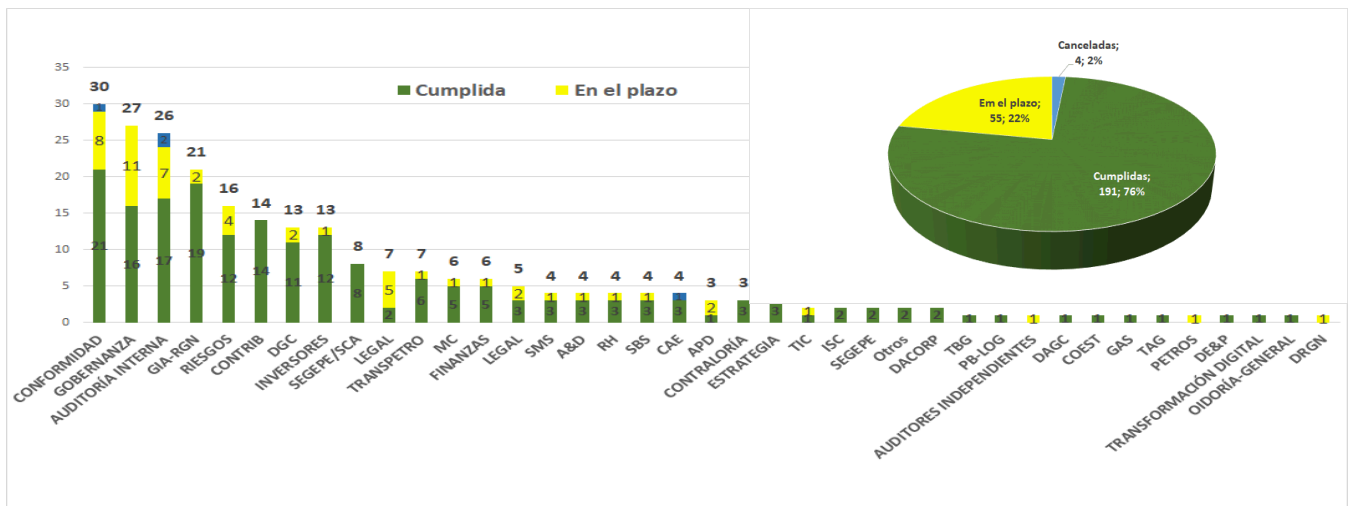
■ TPRs



Situación de las Demandas del CAE por Gerencia Ejecutiva – ano base 2018

Promedio de 4,4 demandas por reunión

Del total de 250 demandas en el periodo



El CAE elaboró el Calendario Anual de Pautas del Comité de Auditoría Estatutaria para el ejercicio social de 2018, contemplando las pautas y respectivas áreas que dan cumplimiento a las obligaciones reglamentarias de este Comité. Este calendario permite, de forma anticipada, la planificación y la elaboración de las materias a ser apreciadas por el Comité de Auditoría Estatutaria, que deben ser encaminadas por las áreas con, como mínimo 7 (siete) días antes de la fecha de la reunión, salvo autorización específica del Presidente de este Comité, conforme a lo previsto en el artículo 6, apartado 6.3, del Reglamento Interno, aprobado por el Consejo de Administración el 24/10/2018. El Calendario Anual de Pautas del Comité de Auditoría Estatutaria - ejercicio 2018 fue encaminado formalmente a las áreas responsables el 27/12/2017.

3.1 Auditoría Independiente

Se evaluaron 8 pautas en 8 reuniones, contemplando, entre otros asuntos, (i) la planificación y la ejecución de los trabajos de auditoría de los estados financieros trimestrales y anuales del ejercicio social de 2018, (ii) conocer la naturaleza, época y extensión de los principales procedimientos de auditoría seleccionados y la materialidad adoptada, (iii) el análisis de riesgos de auditoría por ellos efectuados, (iv) las deficiencias significativas identificadas en la evaluación de los riesgos de los controles internos, (v) los puntos de atención identificados y (vi) conclusiones de sus exámenes de auditoría. También se obtuvo información para asegurar la independencia de los auditores y la inexistencia de conflictos de intereses en otros trabajos distintos de los de auditoría de los estados financieros.

Adicionalmente, se debatieron con los auditores independientes los denominados "Principales Asuntos de Auditoría – PAAs", señalados en el Informe de los Auditores Independientes, a saber: (i) los beneficios concedidos a los empleados; (ii) cuentas por cobrar del sector eléctrico; (iii) provisiones para el desmantelamiento de áreas; (iv) contingencias y provisión para procesos judiciales; y (v) reducción del valor recuperable de los activos.

3.2 Contabilidad y Tributario

Se evaluaron 24 pautas a lo largo de 18 reuniones, teniendo como objeto los estados contables trimestrales y anual del ejercicio social de 2018, abordando las principales prácticas contables adoptadas, las estimaciones contables efectuadas, así como las presentaciones de la situación patrimonial y financiera, de los resultados financieros, de los flujos de caja y de los valores agregados y de las notas explicativas a los estados financieros. Estas pautas involucraron, además de la Auditoría Independiente, también las siguientes áreas: Jurídico, Conformidad (Controles Internos) y Auditoría Interna.

Los posibles efectos contables en los estados financieros de 31.12.2018 y posteriores, de los cambios resultantes de los nuevos pronunciamientos NIIF 9 y CINIIF, particularmente NIIF 16 - Arrendamientos Mercantiles (adopción a partir del primer de enero de 2019), fueron analizadas y debatidas por el CAE con los responsables de la Contabilidad y Tributario.

3.3 Auditoría Interna

Se realizaron 15 pautas de responsabilidad de la Auditoría Interna, en 11 reuniones en que el Comité de Auditoría Estatutaria tomó conocimiento de los puntos de atención y de las recomendaciones resultantes de los trabajos de la Auditoría Interna, así como hizo el seguimiento de providencias saneadoras adoptadas por la Administración. Estas pautas abordaron los informes trimestrales y anual de los trabajos de la Auditoría Interna ("RAINT"), el Plan de Actividades de la Auditoría Interna ("PAINT"), las acciones que generaron la obtención de la Certificación de Calidad (*Quality Assessment*) de la Auditoría Interna, de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría (*The Institute of Internal Auditors – IIA*), además de la evolución de las pruebas de los controles SOx en Petrobras y sus principales subsidiarias.

Se destaca que, desde septiembre/2016, el Gerente Ejecutivo de la Auditoría Interna participa como invitado permanente de todas las reuniones del Comité de Auditoría Estatutaria.

Para permitir un efectivo y adecuado seguimiento de las actividades realizadas por la Auditoría Interna, el CAE determinó que, después del cierre de cada uno de sus trabajos, la Auditoría Interna solicite evaluación formal obligatoria del Gerente Ejecutivo o del Gerente General, responsable por el área auditada, conforme las cuestiones previamente acordadas con este Comité, como una forma de mantener un canal independiente de las Gerencias Ejecutivas auditadas directamente con el CAE, para informar de eventuales críticas y / o elogios sobre los trabajos de la Auditoría Interna.

Estas evaluaciones son de acceso confidencial y exclusivo del área que asesora al Comité en sus actividades, por delegación del CAE, y los resultados son periódicamente consolidados y encaminados a sus miembros, con *feedback* consolidado y periódico para la Auditoría Interna, sin identificación de las opiniones individuales de los evaluadores. Para las evaluaciones que, a juicio de los miembros del CAE, demandan aclaraciones y/o complementos de información, o, arbitraje de eventuales conflictos de opiniones, los evaluadores son invitados a participar de reuniones privadas sólo con los miembros del CAE, para posteriores análisis y debates con el Gerente Ejecutivo de la Auditoría Interna.

El CAE entiende que la Auditoría Interna de la Compañía dispone de estructura y presupuesto suficientes y adecuados para el buen desempeño de sus funciones.

3.4 Conformidad y Sistema de Controles Internos

Se presentaron 20 pautas en 14 reuniones, siendo objeto de seguimiento y recomendaciones, entre otros, los siguientes temas: (i) Implementación de los Requisitos del Acuerdo con las Autoridades Estadounidenses (DoJ), con seguimiento riguroso y periódico del CAE; (ii) Requisitos de conformidad para la atención a la Ley nº 13.303/16 y al Decreto nº 8.945/17 en la holding y en las Sociedades del Conglomerado; (iii) sistema de controles internos; (iv) proceso de *Due Diligence* de Integridad; y (v) Informes trimestrales de Actividades de Gobernanza y *Compliance*.

3.5 Gobernanza

Se han debatido 23 pautas de Gobernanza, a lo largo de 14 reuniones, con la participación de otras áreas de la Compañía para la apreciación de temas como: (i) evaluación sobre el nivel de control y gobernanza de las empresas del Sistema Petrobras; (ii) Carta Anual Políticas Públicas y de Gobernanza Corporativa 2017; (iii) modificación de la Tabla de Límites de Competencia (TLC) y delegación de competencias; (iv) revisión de la Tabla Referencial Societaria (TRS) para los administradores indicados en las empresas del Sistema Petrobras; (v) propuesta de creación de CAE Único para las empresas del Sistema Petrobras y demás requisitos, en atención a la Ley 13.303/16 y al Decreto 8.945/16; (vi) sistematización del proceso para atender las determinaciones del Oficio Circular 575/2017 del Ministerio de Planificación, Desarrollo y Gestión; (vii) Informe sobre el Código Brasileño de Gobernanza Corporativa; (viii) y revisión del Reglamento Interno del CAE.

3.6 Gestión y Monitoreo de Riesgos

Se han debatido 16 pautas de Gestión y Monitoreo de Riesgos, a lo largo de 12 reuniones, con la participación de otras áreas de la Compañía, tales como: Relación con Inversores, Gobernanza, Conformidad (Controles Internos) y Contabilidad y Tributario. Estas pautas abordaron, entre otros, los siguientes asuntos: (i) gobernanza para riesgos tributarios; (ii) matriz de gestión de riesgos de fraude y corrupción; (iii) proceso de revisión y actualización de los factores de riesgo constantes en el Formulario de Referencia y Form 20-F; (iv) mapa de riesgos estratégicos, riesgos laborales y apetito a riesgos; (v) medidas mitigadoras para cada uno de los factores de riesgo de la matriz de gestión de riesgos de fraude abordados en pautas mensuales en el Comité; y (vi) análisis de sensibilidad y plan de mitigación para los riesgos identificados con la adhesión de Petrobras al Programa Temporal de Subvención al Precio del Diesel.

3.7 Oidoría General y Canal de Denuncias

Relacionadas específicamente a la Oidoría General y Canal de Denuncias se abordaron 4 pautas en 3 reuniones realizadas, donde se presentaron en detalle las denuncias de muy alto y alto riesgo y los informes trimestrales contemplando todas las actividades, denuncias y providencias tomadas, así como la revisión de la Política y Directrices de la Función Oidoría en Petrobras. Es importante destacar que el reporte trimestral de la Oidoría General al CAE, de las denuncias recibidas por el Canal de Denuncia único de Petrobras, con capítulo dedicado al detalle de las denuncias de fraude y corrupción, tiene como objetivo atender a lo dispuesto en el artículo 24, §2º de la Ley nº 13.303 / 2016.

3.8 Transacciones con Partes Relacionadas

Se realizaron 14 reuniones, con una evaluación de 19 pautas sobre transacciones con partes relacionadas, incluyendo la revisión de la Política de Partes Relacionadas y el análisis previo de las transacciones con partes relacionadas que atiendan a los criterios establecidos en la Política de Transacciones con Partes Relacionadas. En el cumplimiento de este requisito, el CAE tuvo 18 pautas (del total de 19) de análisis previo de transacciones con partes relacionadas, cuyo proceso cuenta con certificaciones relativas a la conmutación e isonomía de la transacción, firmada por la Gerencia (responsable de la transacción) y la Gerencia Ejecutiva de Inversores, garantizando que las transacciones siguieron los mismos procedimientos que orientan las transacciones realizadas con terceros que no son partes relacionadas y que se han celebrado en cumplimiento de las condiciones de mercado.

3.9 Otras Actividades

El Comité de Auditoría Estatutaria se reunió con los principales ejecutivos de la Empresa y de sus principales sociedades subsidiarias, con el fin de enterarse sobre las principales estrategias del negocio, al igual que seguir las mejoras operacionales y sistémicas para el fortalecimiento del procesamiento y seguridad de las transacciones.

En atención a la Ley Nº 13.303/2016 y al Decreto nº 8.945/2016, durante los meses de julio, agosto y septiembre de 2018, el CAE de Petrobras actuó como Comité de Auditoría de las sociedades del Conglomerado Petrobras hasta que se providenciaron las medidas necesarias para la implantación de los Comités de Auditoría en algunas de esas sociedades (CAEs locales) y también del Comité de Auditoría del Conglomerado Petrobras (CAECO), lo que ocurrió con la Asamblea General de Accionistas celebrada el 4 de octubre de 2018.

La referida legislación determina que las empresas estatales tengan el Comité de Auditoría Estatutaria como órgano auxiliar del Consejo de Administración, si existe, o de su controladora, en el caso de inexistencia de dicho órgano y prevé la posibilidad de compartir los costos y estructuras de la controladora por las controladas .

En este sentido, fue aprobada, el 26 de junio de 2018, por el Consejo de Administración de Petrobras, la creación del CAECO para atender a las siguientes sociedades del Conglomerado Petrobras que no poseen CAE Local: (i) 5283 Participações S.A.; (ii) Baixada Santista Energia S.A. – BSE; (iii) Breitener Energética S.A.; (iv) Breitener Tambaqui S.A.; (v) Breitener Jaraqui S.A.; (vi) Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-PETRO; (vii) Liquigás Distribuidora S.A. – LIQUIGÁS; (viii) Petrobras Logística de Gás S.A. - LOGIGÁS; (ix) Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.; (x) Petrobras Biocombustível S.A. – PBIO; (xi) Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. – PB-LOG; (xii) Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. – PBEN; (xiii) Termocaé Comercializadora de Energia S.A. – TMC; (xiv) Termomacaé S.A.; (xv) Araucária Nitrogenados S.A. – ANSA; (xvi) PDET Offshore S.A.; (xvii) Termobahia S.A., y (xviii) Transportadora Associada de Gás S.A. – TAG.

La Petrobras Distribuidora S.A., a Stratura Asfaltos S.A., a Petrobras Gás S.A. - GASPETRO, a Gás Brasileiro Distribuidora S.A. - GásBrasileiro, a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG e a Petrobras Transporte S.A. - TRANSPETRO pasaron a contar con CAEs propios.

En el período en que acumuló las actividades de CAE Holding, CAEs locales y CAECO, las siguientes sociedades del Conglomerado Petrobras: TRANSPETRO, TBG, TAG, PB-LOG, GASPETRO, GBD y STRATURA presentaron cuestiones relevantes de sus estados contables, de los informes de auditoría interna, de la dinámica y de los trabajos en curso del Consejo Fiscal. Las sociedades presentaron también el desdoblamiento de las políticas de la holding, dando destaque al alineamiento con la Metodología de Clasificación del Contencioso Judicial y Administrativo y los desdoblamientos corporativos de Gobernanza.

El CAE apreció también pautas sobre: (i) actualización semestral sobre las actividades de la Gerencia Ejecutiva de Inteligencia y Seguridad Corporativa, área de la Compañía responsable por las actividades normativas y de ejecución de inteligencia, investigación, seguridad empresarial, seguridad de la información y seguridad patrimonial; (ii) premisas actuariales de Petrobras y de la Fundación Petros, con los actuarios y auditores independientes; (iii) evaluación de los estados contables, actividades y mejoras de los controles internos y de la gobernanza en curso de la Fundación Petros; y (iv) seguimiento de la implementación por las áreas responsables en Petrobras de las recomendaciones del Comité Especial de Investigación (con pautas bimestrales con la presencia de EY - Ernst & Young y de la oficina TRW - Trench, Rossi y Watanabe Advogados y Gibson Dunn), (v) seguimiento del "Programa Temporal de Subvención al Precio del Diesel"; (vi) Seguimiento del plan de reducción del pasivo (backlog) de escrutinio de denuncias totalizando 169 pautas referentes a las otras actividades.

Entre otras actividades del CAE, se puede citar la realización de reuniones conjuntas con el Comité Financiero, sobre los Estados Contables, con el Consejo Fiscal, donde se abordaron temas contables como impairment y controles internos; y con el Comité de Seguridad, Medio Ambiente y Salud ("CSMS"), donde se trataron asuntos relacionados con los indicadores de SMS; informe integrado, proceso de submisión al DJSI - Dow Jones Sustainability Index, ISE Bovespa, informes de auditoría interna de SMS y situación del contencioso de SMS en la Compañía.

El CAE celebró reuniones conjuntas con el Comité Estratégico y con el Comité Financiero, en las cuales se apreciaron pautas como "Seguimiento de la Cartera de Proyectos de Desinversión", "Acuerdo con Eletrobras referente a los Contratos de Confesión de Deuda" y "Planes de Acción de las Gerencias Ejecutivas Marketing y Comercialización, Adquisiciones y Desinversiones, Aprovisionamiento de Bienes y Servicios, Estrategia, Comunicación, Contraloría y Finanzas".

El CAE instituye, a partir de diciembre/2018, la celebración de reuniones trimestrales para que se presente un reporte de los Comités de Auditoría Estatutaria de las sociedades controladas (CAES de BR (y Stratura), Transpetro, Gaspetro (Gaspetro + GásBrasiliano) y TBG), y del CAE Conglomerado, considerando la implantación de estos Comités desde octubre/2018.

En cuanto a la mejora continua y la excelencia de los procesos, herramientas y actividades del Comité de Auditoría Estatutaria, por tercer año consecutivo, el Comité realizó una autoevaluación de madurez del CAE, cuyo resultado será presentado al Consejo de Administración de Petrobras.

4. Comunicaciones del Comité de Auditoría

4.1 Consejo de Administración

El Comité de Auditoría Estatutario informa mensualmente, en reuniones del Consejo de Administración, los asuntos tratados en sus reuniones, su posicionamiento y solicitudes realizadas para las diversas áreas de la Compañía, al igual que los resultados de los controles de las actividades de los Auditores Internos, de los Auditores Independientes, de las Transacciones con Partes Relacionadas, de las Gerencias Ejecutivas de Conformidad (Controles Internos), Gobernanza, Riesgos Empresariales y de la Oidoría General, además de las relativas al Canal de Denuncias.

Adicionalmente, el CAE emite recomendaciones específicas al Consejo de Administración sobre las pautas enviadas para la deliberación de ese colegiado, como parte de sus atribuciones estatutarias, además de presentar los informes resumidos y detallados de sus actividades anuales, siendo que el informe resumido se divulga en conjunto con los estados contables anuales.

4.2 Alta Administración - Dirección Ejecutiva y Gerentes Ejecutivos

En todas las reuniones realizadas por el Comité de Auditoría Estatutaria, las Direcciones involucradas en los temas a ser discutidos son invitadas, y pueden indicar la participación de los Gerentes Ejecutivos o Gerentes Generales de las áreas responsables por las pautas a ser tratadas.

Además, las Direcciones, Gerencias Ejecutivas y Gerencias Generales envían pautas al CAE, en lo que sea pertinente a las atribuciones de este Comité, referentes a temas que serán encaminados para la apreciación y deliberación final del Consejo de Administración, de modo que el Comité pueda analizarlas y emitir su recomendación al Consejo.

4.3 Gerencias Ejecutivas y Gerencias Generales

Durante las reuniones, en las pautas apreciadas, cuando sea necesario, los miembros del Comité emiten recomendaciones / solicitudes para las Gerencias Ejecutivas y / o Gerencias Generales responsables, que se formalizan por correo electrónico con copia a las respectivas Direcciones Ejecutivas, siendo que en 2018 ocurrió una media de 4,4 recomendaciones / solicitudes por reunión. Así, el Comité implantó un proceso de control de las recomendaciones / solicitudes, y el estado de éstas es mensualmente reportado a los miembros del CAE. Las recomendaciones no atendidas dentro del plazo son encaminadas para el monitoreo y control de la Auditoría Interna, y así permanecen hasta la completa atención por la gerencia responsable.

5. Recomendaciones a la Dirección Ejecutiva

Entre otras recomendaciones, el Comité de Auditoría Estatutaria recomendó a la Dirección Ejecutiva la implantación de los siguientes Planes de Acción y políticas destacados a seguir:

- Plan Director estructurado para resolver el pasivo de escrutinio de denuncias, así como que invierta en entrenamientos que orienten los canales y los requisitos para que las denuncias sean efectivas;
- Elaboración e implantación de un plan de mitigación para los riesgos identificados con la adhesión de Petrobras al Programa Temporal de Subvención al Precio del Diesel para acompañamiento mensual;
- Armonización de políticas corporativas entre la holding y las empresas subsidiarias integrales y empresas controladas, en lo que se refiere a las políticas, estándares de actuación y evaluación de Oidoría General, Auditoría Interna, SMS, Recursos Humanos, Conformidad, Riesgos, Jurídico y Tecnología de Información;
- Implantación de las recomendaciones provenientes del Comité Especial de Investigación, con esfuerzo de anticipación de los plazos;
- Sistematización del proceso (definiendo asignaciones, flujo de informaciones, calendario de reuniones, revisión del calendario anual de pautas del CAE y otros requisitos necesarios) para atención plena al Oficio Circular nº 575/2017 del Ministerio de Planificación, Desarrollo y Gestión, que regula las atribuciones de las empresas estatales federales, como patrocinadoras de planes de beneficios de pensión, en la supervisión y fiscalización sistemática de las actividades de sus respectivas Entidades Cerradas de Planes de Pensión, abordando las responsabilidades del Consejo de Administración en relación a la realización de auditorías en las auditorías de esas entidades y las responsabilidades del Directorio Ejecutivo en relación al plan de acción para la corrección de las no conformidades apuntadas en las auditorías, entre otras.

El Comité de Auditoría Estatutaria juzga que los temas destacados en las "Recomendaciones" arriba, así como todas las decenas de otras recomendaciones formuladas a lo largo del período cubierto por este informe de actividades del CAE - cuyos Planes de Acción se encuentran concluidos o en curso - fueron cercados de procedimientos mitigatorios satisfactorios para minimizar eventuales riesgos de controles internos que pudieran impactar los estados contables relativos al ejercicio social finalizado el 31/12/2018.

6. Conclusiones y recomendación al Consejo de Administración

Los miembros del Comité de Auditoría Estatutaria, teniendo presentes las atribuciones y limitaciones inherentes al alcance de su actuación, considerando todos los análisis, estudios y debates realizados en el transcurso de las reuniones y de los trabajos de seguimiento y supervisión efectuados, anteriormente descritos de forma resumida, concluyeron que:

(i) los procesos de controles internos para la producción de los informes financieros son efectivos y las acciones de prevención y combate al fraude y corrupción son adecuadas;

(ii) la Auditoría Interna tiene un presupuesto financiero compatible con su estructura organizativa, permitiendo un desempeño satisfactorio de sus funciones, con actuación independiente;

(iii) la Auditoría Independiente es efectiva y no se ha reportado ninguna ocurrencia que pudiera comprometer su independencia;

(iv) la gestión y el monitoreo de los principales factores de riesgo vienen siendo administrados por la Administración;

(v) las transacciones con partes relacionadas evaluadas y monitoreadas en el período atendieron a la Política de Transacciones con Partes Relacionadas de Petrobras y proporcionaron evidencias en cuanto a la existencia de condiciones estrictamente conmutativas, transparencia, equidad, interés de la Compañía y divulgación adecuada y oportuna;

(vi) los parámetros en que se fundamentaron los cálculos actuariales, así como el resultado de los planes de beneficios mantenidos por la Fundación Petrobras de Seguridad Social son razonables y alineados a las mejores prácticas de mercado; y

En este contexto, tras proceder al examen y análisis de los Estados Financieros, acompañados del "Informe Anual 2018 e Informe de Sostenibilidad 2018", relativos al ejercicio social finalizado el 31 de diciembre de 2018 ("Estados Financieros Anuales de 2018") y del Informe de los Estados Auditores Independientes, emitido con opinión sin reservas por KPMG Auditores Independientes, los miembros del Comité recomiendan su aprobación por el Consejo de Administración.

Rio de Janeiro, 27 de febrero de 2019.

Jerônimo Antunes

Presidente del Comité de Auditoría Estatutaria
Especialista financiero y de contabilidad societaria

Sonia Julia Sulzbeck Villalobos
Miembro del Comité de Auditoría Estatutaria



KPMG Auditores Independentes
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400, Fax +55 (21) 2207-9000
www.kpmg.com.br

Informe del auditor independiente sobre los estados financieros individuales y consolidados

(Una traducción libre del original en portugués, como archivado en la Comisión de Valores Mobiliarios (CVM), elaborado de acuerdo con las prácticas brasileñas de contabilidad, emitidas por la CVM y por International Financial Reporting Standards - IFRS)

A los Señores del Directorio y Accionistas

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras

Rio de Janeiro - RJ

Opinión

Hemos auditado los estados financieros individuales y consolidados de Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras ("Compañía"), que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y los correspondientes estados de resultados, de los resultados integrales, de en los cambios del patrimonio neto y de los flujos de efectivo por el ejercicio terminado en esa fecha, así como las correspondientes notas explicativas que incluyen un resumen de las principales políticas contables significativas y otra información explicativa.

En nuestra opinión, los referidos estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera, individual y consolidada, de Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras al 31 de diciembre de 2018, así como el desempeño, individual y consolidado, de sus operaciones y sus correspondientes flujos de efectivo, individual y consolidado, por el ejercicio terminado en esa fecha, de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil y las normas internacionales de información financiera (NIIF) emitidas por el *International Accounting Standards Board* (IASB).

Fundamentos de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las normas brasileñas e internacionales de auditoría. Nuestras responsabilidades con dichas normas, se describen más adelante en la sección "Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros". Somos independientes con relación a la Compañía y sus subsidiarias, de acuerdo con las normas éticas del Código de Ética Profesional del Contador y las normas profesionales emitidas por el Consejo Federal de Contabilidad, y cumplimos con las demás responsabilidades éticas de acuerdo con esas normas. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporcionada una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Cuestiones Clave de la Auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas que, según nuestro juicio profesional, han sido de mayor significatividad en nuestra auditoría de los estados financieros del período actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros, individuales y consolidados, en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre estos estados financieros individuales y consolidados y, por lo tanto, no expresamos una opinión separada sobre estas cuestiones.

1 - Procesos judiciales y Contingencias

De acuerdo a la Nota Explicativa nº 31 de los estados financieros individuales y consolidados.

Cuestión clave de la auditoría	Como se trató la cuestión en nuestra auditoría
<p>La Compañía es parte pasiva en procesos judiciales de naturaleza fiscal, civil y laboral, derivados del curso normal de sus actividades.</p> <p>La evaluación de la clasificación de pérdidas por parte de la Compañía es apoyada por criterios y supuestos que involucra un alto grado de complejidad y que son influenciadas por tesis y / o juicios resultantes de interpretación en cuanto a aspectos legales complejos y a veces controvertidos de materia jurídica en diversas instancias y diferentes cortes judiciales.</p>	<p>Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, la evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de los controles internos claves, adoptados por la Compañía asociados a la captura de los procesos, evaluación de riesgo, medición, reconocimiento contable y revelación de las provisiones para contingencias y pasivos contingentes.</p> <p>Evaluamos las estimaciones y juicios relevantes hechos por la Compañía y sus asesores, a través del análisis de los criterios y supuestos utilizados para medir los valores</p>

Esta cuestión fue tratada con significativa en nuestra auditoría en función del reconocimiento y medición de las provisiones y pasivos contingentes requerir que la Compañía ejerza juicios relevantes para estimar los valores involucrados, la probabilidad de salida de recursos y la existencia de una obligación presente de los procesos judiciales de los procesos judiciales que la Compañía es parte involucrada, así como impactar el valor de estos pasivos en los estados contables individuales y consolidados.

provisionados y / o revelado y que tomaron en consideración las evaluaciones preparadas por los consultores jurídicos internos y externos de la Compañía, la adhesión a los diversos programas de regularización tributaria.

Evaluamos las informaciones relacionadas a los principales procesos y reclamaciones involucrando a la Compañía, por medio de confirmación con los consultores jurídicos internos y externos y demás documentos producidos por la Compañía.

Con base en las evidencias obtenidas a través de los procedimientos arriba mencionados, consideramos que el saldo de las provisiones para contingencias, así como las revelaciones relacionadas son aceptables en el contexto de los estados financieros tomados en conjunto, referentes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018.

2 - Reducción por deterioro del valor de los activos

De acuerdo a la Nota Explicativa nº 14 de los estados financieros individuales y consolidados.

Cuestión clave de la auditoría

La evaluación en cuanto a la reducción por deterioro del valor (*"impairment"*) de propiedad planta y equipo y de los activos intangibles, así como la definición de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) incorpora juicios significativos relacionados con supuestos, tales como: (i) precio promedio del Brent y la tasa promedio de cambio (Real / Dólar) cuyas estimaciones son relevantes para prácticamente todos los segmentos de negocio de la Compañía; (ii) estimaciones volumen de recuperación de las reservas de petróleo y gas; (iii) definición de

Como se trató la cuestión en nuestra auditoría

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, la evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de los controles internos claves, adoptados por la Compañía asociados a la captura de los procesos, evaluación de riesgos, medición, reconocimiento contable y revelación de la reducción por deterioro importe recuperable de los activos y de la estimación de las estimaciones las reservas de petróleo y gas.

Otros aspectos relevantes de nuestro enfoque de auditoría incluyeron el entendimiento del

las tasas de descuento y tipo de cambio; (iv) valores considerados no flujo de caixa como CAPEX e OPEX.

Debido al grado de complejidad adoptado en la evaluación de la definición y revisión de las unidades generadoras de efectivo para fines de pruebas de reducción por deterioro del importe recuperable los activos y el nivel de incertidumbres inherentes a las proyecciones de flujo de efectivo, las estimaciones para determinar la capacidad de recuperación de los activos, así como la complejidad del proceso, el cual requiere un grado significativo de juicio por parte de la Compañía para determinar la estimación contable, así como impactar el valor de estos activos en los estados contables individuales y consolidados y el valor de la inversión registrada por el método de la equivalencia patrimonial en los estados contables de la controladora, y en el valor de la equivalencia patrimonial de los estados contables individuales, consideramos ese asunto como significativo en nuestra auditoría.

proceso de preparación y revisión del plan de negocios, presupuestos y análisis de deterioro del importe recuperable de los activos de la Compañía. Evaluamos la razonabilidad de la estimación preparada por la Compañía, la determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) y la metodología utilizada para la prueba de reducción por deterioro del valor.

Con la ayuda de nuestros expertos en finanzas corporativas, evaluamos los supuestos y las metodologías utilizadas por la Compañía en la preparación del modelo de valorización de los activos y comparamos los supuestos con datos obtenidos de fuentes externas, cuando está disponible, como el precio futuro del petróleo y gas natural, el crecimiento económico proyectado, la inflación proyectada en el modelo y las tasas de descuento, así como realizamos un análisis de sensibilidad sobre estos supuestos.

Evaluamos también la documentación comprobatoria de los montos incluidos en las proyecciones del flujo de efectivo como parte del CAPEX y OPEX de los proyectos.

En lo que se refiere a la determinación de la estimación de recuperación del volumen de las reservas de petróleo y gas, comparamos el estudio efectuado por un especialista externo contratado por la Compañía con los totales de Reservas utilizados, así como verificamos el movimiento de las reservas en el ejercicio con base en informaciones de producción internas y externo.

Verificamos el valor recuperable de los activos con el valor registrado de activo inmovilizado e intangible de la Compañía para determinación de pérdidas por deterioro del valor de sus activos para cada UGE.

Evaluamos también la adecuación de las revelaciones efectuadas por la Compañía.

Con base en las evidencias obtenidas a través

de los procedimientos arriba mencionados, consideramos que el saldo de propiedad, planta y equipo y de los activos intangibles, así como las revelaciones relacionadas son aceptables en el contexto de los estados financieros tomados en conjunto, referentes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018.

3 – Supuestos adoptados en y cálculos de la obligación de los planes de pensión y salud

De acuerdo a la Nota Explicativa n° 23 de los estados financieros individuales y consolidados.

Cuestión clave de la auditoría

Como se trató la cuestión en nuestra auditoría

La Compañía patrocina planes de pensión y planes de salud que aseguran la complementación de beneficios de jubilación y asistencia médica a sus empleados.

La obligación de los planes de pensión y salud se determina sobre la base del cálculo actuarial elaborado anualmente por actuario independiente, de acuerdo con el método de crédito unitario proyectado, con referencia en supuestos actuariales que incluyen: estimaciones demográficas y económicas, estimaciones de los costos médicos, así como datos históricos sobre los gastos y contribuciones de los funcionarios.

Debido al alto grado de juicio por parte de la Compañía para la determinación de las estimaciones, así como la generación de datos históricos sobre los gastos y contribuciones de los funcionarios, así como impactar el valor de estos pasivos en los estados contables individuales y consolidados, y en el valor de la equivalencia patrimonial de los estados contables individuales, consideramos este asunto como significativo en nuestra auditoría.

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, la evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de los controles internos claves, adoptados por la Compañía asociados al proceso de medición y revelación del pasivo actuarial.

Efectuamos procedimientos sobre las informaciones de las bases de datos utilizadas en los cálculos de las obligaciones, con base en muestreo, así como obtenemos informaciones sobre la competencia técnica y experiencia del actuario independiente responsable por el cálculo actuarial.

Con la ayuda de nuestros especialistas en cálculos actuariales, evaluamos los supuestos y las metodologías utilizadas por la Compañía en la preparación del cálculo del pasivo actuarial y comparamos con datos obtenidos de fuentes externas, cuando disponible, como: tasa de descuento, crecimiento salarial, rotación del plan de pensión y salud, tabla de mortalidad e invalidez y costos médicos.

Evaluamos también las respectivas revelaciones de esos supuestos y obligaciones de los planes de pensión y salud efectuados en los estados financieros individuales y

	<p>consolidados.</p> <p>En el transcurso de nuestra auditoría identificamos ajustes que afectarían la medición y la revelación del pasivo actuarial, los cuales no fueron registrados y revelados por la administración, por haber sido considerados inmateriales.</p> <p>Como resultado de las evidencias obtenidas a través de los procedimientos arriba mencionados, consideramos que la medición del pasivo actuarial, así como las revelaciones relacionadas son aceptables en el contexto de los estados financieros tomados en conjunto, referentes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018.</p>
--	---

4 - Cuentas por cobrar del sector eléctrico

De acuerdo a la Nota Explicativa nº 8.4 de los estados financieros individuales y consolidados.

Cuestión clave de la auditoría	Como se trató la cuestión en nuestra auditoría
<p>La compañía suministra aceite combustible y gas natural, entre otros productos, para plantas de generación termoeléctrica (controladas de Centrais Elétricas Brasileiras S.A – “Eletrobras”), concesionarias estatales y productores independientes de energía (PIE) que componen el sistema aislado de energía en la región norte del país.</p> <p>Una parte significativa del valor utilizado en la liquidación financiera de las cuentas a cobrar de la Compañía proviene del fondo sectorial denominado Cuenta de Consumo de Combustibles. Sin embargo, se impusieron restricciones legales que redujeron los valores resarcidos por dicho fondo, lo que acarreó un aumento del incumplimiento de las empresas que operan en este sector.</p> <p>En el transcurso del ejercicio, una serie de medidas fueron tomadas para que las</p>	<p>Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, la evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de los controles internos claves, adoptados por la Compañía asociados a la captura de los procesos, evaluación de riesgo, medición y reconocimiento contable relacionado al saldo de las cuentas a cobrar del sector eléctrico.</p> <p>Realizamos procedimientos para verificar la pérdida por reducción por pérdidas de crédito esperadas de las cuentas por cobrar del sector eléctrico, analizamos los contratos de confesión de deuda y revisamos las composiciones de las respectivas garantías con base en la etapa actual de las negociaciones entre la Compañía, Eletrobras y Gobierno Federal así como el riesgo de default relacionado.</p>

garantías corporativas y financieras relativas a los recibibles fuesen reestablecidas, resultando en la remensuración de las cuentas por cobrar del sector eléctrico.

Debido a las circunstancias antes citadas, a la relevancia del saldo de las cuentas por cobrar, así como al grado significativo de juicio por parte de la Compañía para determinar la estimación contable de las pérdidas de crédito esperadas, así como impactar el valor de estos activos en los estados contables individuales y consolidados, y en el valor de la equivalencia patrimonial de los estados contables individuales, consideramos este asunto como significativo en nuestra auditoría.

Evaluamos también las revelaciones efectuadas en los estados financieros individuales y consolidados.

En el transcurso de nuestra auditoría identificamos ajustes que afectarían la medición y la revelación de las cuentas por cobrar del sector eléctrico, los cuales no fueron registrados y revelados por la administración, por haber sido considerados inmateriales.

Como resultado de las evidencias obtenidas a través de los procedimientos arriba mencionados, consideramos que el saldo de las cuentas por cobrar del sector eléctrico, así como las revelaciones relacionadas son aceptables en el contexto de los estados financieros tomados en conjunto, referentes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018.

5 - Provisiones para desmantelamiento de áreas

De acuerdo a la Nota Explicativa n° 20 de los estados financieros individuales y consolidados.

Cuestión de la auditoría

Como se trató la cuestión en nuestra auditoría

Como consecuencia de sus operaciones, la Compañía incurre en obligaciones para restaurar y rehabilitar el medio ambiente al abandonar áreas.

Estimar los costos asociados al desmantelamiento de áreas involucra juicios significativos, ya que: (i) las obligaciones ocurrir a largo plazo; (ii) los contratos y regulaciones poseen descripciones subjetivas en cuanto a las prácticas de remoción y restauración ya los criterios a ser atendidos en el momento de la remoción y restauración efectivas; y (iii) las tecnologías y los costos de eliminación de activos cambian constantemente, junto con las regulaciones

Nuestros procedimientos de auditoría incluyeron, entre otros, la evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de los controles internos claves, adoptados por la Compañía asociados a la captura de los procesos, evaluación de riesgo, medición y reconocimiento contable de la provisión para desmantelamiento de áreas.

Con la ayuda de nuestros expertos en finanzas corporativas, analizamos las supuestos utilizadas en el cálculo de esta estimación, principalmente la naturaleza y la composición de los gastos futuros previstos para el desmantelamiento de áreas, tasas de inflación, de descuento y de riesgo, y la información de mercado que soportan las

ambientales y de seguridad.

Debido a la relevancia de la provisión para desmantelamiento de áreas y el nivel de incertidumbre para la determinación de su estimación que puede impactar el valor de esa provisión en los estados financieros, así como impactar el valor de estos pasivos en los estados contables individuales y consolidados, consideramos ese asunto como significativo en nuestra auditoría.

tasas aplicadas. También evaluamos la adecuación de las revelaciones efectuadas por la Compañía.

Con base en las evidencias obtenidas a través de los procedimientos arriba mencionados, consideramos que el saldo de las provisiones para desmantelamiento de áreas, así como las revelaciones relacionadas son aceptables en el contexto de los estados financieros tomados en conjunto, referentes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018.

Otros asuntos

Estados del valor agregado

Los estados individuales y consolidados del valor agregado referentes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, preparados bajo la responsabilidad de la Administración de la Compañía, y presentadas como información suplementaria a efectos de las NIIF, se sometieron a procedimientos de auditoría ejecutados conjuntamente con la auditoría de los estados financieros de la Compañía. Para la formación de nuestra opinión, evaluamos si estas demostraciones están conciliadas con los estados financieros y los registros contables, según corresponda, y si su forma y contenido están de acuerdo con los criterios definidos en el Pronunciamiento Técnico CPC 09 - "*Estado de Valor Agregado*". En nuestra opinión, estas demostraciones del valor agregado se elaboraron adecuadamente, en todos los aspectos relevantes, según los criterios establecidos en esa Norma Técnica y son consistentes en relación a los estados financieros individuales y consolidados tomados en conjunto.

Otras informaciones que acompañan a los estados financieros individuales y consolidados y el informe del auditor

La Administración de la Compañía es responsable de estas otras informaciones que comprenden el Informe de la Administración y el Informe al Mercado Financiero ("IMF").

Nuestra opinión sobre los estados financieros individuales y consolidados no alcanza el Informe de la Administración y el Informe al Mercado Financiero y no expresamos ninguna forma de conclusión de auditoría sobre estos informes.

En relación con la auditoría de los estados financieros individuales y consolidados, nuestra responsabilidad es la de leer el Informe de la Administración y el Informe al Mercado Financiero y, al hacerlo, considerar si el contenido de los mismos, en forma significativa, en discordancia con los estados financieros o con nuestro conocimiento obtenido en el examen de auditoría o, de otra forma, aparentan presentar distorsiones importantes. Si, en base al trabajo realizado, concluimos que hay distorsiones significativas en el Informe de la

Administração y en el Informe al Mercado Financiero, debemos comunicar ese hecho. No tenemos nada a relatar a este respecto.

Responsabilidades de la Administración y de la gobernanza por los estados financieros individuales y consolidados

La administración es responsable por la preparación y adecuada presentación de los estados financieros de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil y las normas internacionales de información financiera (NIIF) emitidas por el *International Accounting Standards Board* (IASB) y por los controles internos que esta determinó que son necesarios para permitir la preparación de los estados financieros libres de distorsión relevante, ya sea causada por fraude o por error.

En la preparación de los estados financieros, la administración es responsable por la evaluación de la capacidad de la Compañía de continuar operando, divulgando y comentando, cuando sea necesario, los asuntos relacionados con su continuidad operativa y el uso de esa base contable en la preparación de los estados financieros, a menos que la administración pretenda liquidar la Compañía o cesar sus operaciones, o que no tenga ninguna alternativa realista para evitar el cierre de las operaciones.

Los responsables por la gobernanza de la Compañía tienen responsabilidad por la supervisión del proceso de preparación de los estados financieros.

Responsabilidades de los auditores por la auditoría de los estados financieros individuales y consolidados

Nuestros objetivos son obtener seguridad razonable que los estados financieros individuales y consolidados, tomados en conjunto, están libres de distorsión relevante, independientemente de si causada por fraude o error, y emitir un informe de auditoría conteniendo nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto nivel de seguridad, y no una garantía que la auditoría realizada de acuerdo con las normas brasileñas e internacionales de auditoría siempre detecta las eventuales distorsiones relevantes existentes. Las distorsiones pueden provenir de fraude o error y son consideradas relevantes cuando, individualmente o en conjunto, puedan influenciar, dentro de una perspectiva razonable, las decisiones económicas de los usuarios tomadas como base en los referidos estados financieros.

Como parte de una auditoría realizada de acuerdo con las normas brasileñas e internacionales de auditoría, ejercemos juicio profesional y mantenemos escepticismo profesional a lo largo de la auditoría. Además:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de distorsión relevante en los estados financieros individuales y consolidados, independientemente de su origen en fraude o error, planificamos y ejecutamos procedimientos de auditoría como respuesta a tales riesgos, y obtenemos evidencia de auditoría adecuada y suficiente para fundamentar nuestra opinión. El riesgo de no detectar la distorsión relevante resultante de fraude es mayor que el proveniente de error, ya que el fraude puede comprender el acto de burlar los controles internos, colusión, falsificación, omisión o declaraciones falsas intencionales.
- Obtenemos entendimiento de los controles internos importantes para la auditoría para planificar procedimientos adecuados a las circunstancias, y no con el objetivo de expresar una opinión sobre la eficacia de los controles internos de la Compañía y sus controladas.
- Evaluamos la adecuación de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y respectivas revelaciones efectuadas por la administración.
- Concluimos sobre la adecuación del uso por la administración, de la base contable de continuidad operativa y, en base a las evidencias de auditoría obtenidas, si existe incertidumbre relevante con relación a eventos o condiciones que puedan levantar duda significativa con relación a la capacidad de continuidad operativa de la Compañía. Si concluimos que existe incertidumbre relevante, debemos llamar la atención en nuestro informe de auditoría para las respectivas revelaciones en los estados financieros o incluir modificación en nuestra opinión, si las revelaciones son inadecuadas. Nuestras conclusiones se basan en las evidencias de auditoría obtenidas hasta la fecha de nuestro informe. Además, eventos o condiciones futuras pueden llevar a que la Compañía no mantenga su continuidad operativa.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluso las revelaciones y si los estados financieros representan las correspondientes transacciones y los eventos de manera compatible con el objetivo de presentación adecuada.
- Obtenemos evidencia de auditoría adecuada y suficiente referente a las informaciones financieras de las entidades o actividades de negocio del grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables por la dirección, supervisión y desempeño de la auditoría del grupo y, consecuentemente, por la opinión de auditoría.

Nos comunicamos con los responsables por la gobernanza respecto, entre otros aspectos, al alcance planificado, a la época de la auditoría y a las constataciones significativas de auditoría, inclusive las eventuales deficiencias importantes en los controles internos que identificamos durante nuestros trabajos.



Proporcionamos también a los responsables por la gobernanza, una declaración de que cumplimos con las normas éticas relevantes, incluyendo los requisitos aplicables de independencia, y comunicamos todas las eventuales relaciones o asuntos que podrían afectar considerablemente nuestra independencia, incluyendo, cuando necesario, las medidas tomadas para eliminar cualquier efecto.

De los asuntos que fueron objeto de comunicación con los responsables por la gobernanza, determinamos los que fueron considerados como más significativos en la auditoría de los estados financieros del ejercicio corriente y que, de esa forma, constituyen los principales asuntos de auditoría. Describimos esos asuntos en nuestro informe de auditoría, a menos que la ley o reglamento haya prohibido su revelación pública, o cuando, en circunstancias extremadamente raras, determinemos que el asunto no debe ser comunicado en nuestro informe porque las consecuencias adversas de dicha comunicación pueden, dentro de una perspectiva razonable, superar los beneficios de la comunicación para el interés público.

Rio de Janeiro, 27 de febrero de 2019.

KPMG Auditores Independentes

CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Marcelo Gavioli

Contador CRC 1SP201409/O-1