

Estados Financieros 2017

*Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 con informe de
la firma de auditores independientes registrados*

*(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.....	9
3. “Operación Lava Jato” y sus reflejos en la Compañía	10
4. Resumen de las principales políticas contables.....	14
5. Uso de estimaciones y juicios	25
6. Nuevas normas e interpretaciones	32
7. Efectivo y equivalentes al efectivo e inversiones financieras	36
8. Cuentas por cobrar.....	37
9. Inventarios	40
10. Venta de activos y otras reestructuraciones societarias	40
11. Inversiones	48
12. Propiedad, planta y equipo	52
13. Activos Intangibles	55
14. Reducción por deterioro del valor de los activos (<i>Impairment</i>)	57
15. Actividades de exploración y evaluación de reservas de petróleo y gas	66
16. Proveedores.....	68
17. Financiaciones	68
18. Arrendamientos.....	72
19. Partes relacionadas.....	72
20. Provisiones para desmantelamiento de áreas.....	79
21. Impuestos	79
22. Beneficios concedidos a los empleados.....	88
23. Patrimonio neto.....	98
24. Ingresos de ventas.....	100
25. Otros gastos, netos	101
26. Costos y gastos por naturaleza.....	102
27. Resultado financiero, neto	103
28. Informaciones complementarias al estado de flujo de efectivo.....	103
29. Informaciones por segmento.....	104
30. Procesos judiciales y contingencias.....	107
31. Compromisos de compra de gas natural	119
32. Garantías a los contratos de concesión para exploración de petróleo	119
33. Gestión de riesgos.....	120
34. Valor razonable de los activos y pasivos financieros	127
35. Eventos subsecuentes.....	127
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)	129
CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN Y DIRECTORIO EJECUTIVO	146
INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE	147
DECLARACIÓN DE LOS DIRECTORES SOBRE LOS ESTADOS FINANCIEROS Y SOBRE EL INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES	159

BALANCE GENERAL**PETROBRAS**

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

Activo	Nota	Consolidado		Controladora		Pasivo	Nota	Consolidado		Controladora	
		2017	2016	2017	2016			2017	2016		
Corriente						Corriente					
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.1	74.494	69.108	1.305	6.267	Proveedores	16	19.077	18.781	22.179	24.384
Inversiones Financieras	7.2	6.237	2.556	3.531	2.487	Financiaciones	17	23.160	31.796	74.724	62.058
Cuentas por cobrar, netas	8	16.446	15.543	34.239	31.073	Arrendamientos financieros corrientes	18	84	59	1.261	1.091
Inventarios	9	28.081	27.622	23.165	23.500	Impuestos a las ganancias	21.1	990	412	243	-
Impuestos a las ganancias	21.1	1.584	1.961	669	786	Pasivos por otros impuestos	21.1	15.046	11.826	14.485	11.219
Impuestos y contribuciones	21.1	6.478	6.192	5.514	5.064	Sueldos, vacaciones, cargas y participaciones		4.331	7.159	3.662	6.158
Anticipos a proveedores		258	540	173	361	Planes de pensión y salud	22	2.791	2.672	2.657	2.533
Otros activos corrientes		4.739	3.716	3.767	3.466	Provisión para procesos judiciales	30.1	7.463		6.397	
		138.317	127.238	72.363	73.004	Otras cuentas y gastos por pagar		8.298	6.857	6.105	5.818
								81.240	79.562	131.713	113.261
Activos mantenidos para la venta	10.2	17.592	18.669	9.520	8.260	Pasivos asociados a activos disponibles para la venta	10.2	1.295	1.605	606	170
		155.909	145.907	81.883	81.264			82.535	81.167	132.319	113.431
No Corriente						No Corriente					
Realizable a largo plazo						Financiaciones	17	337.564	353.193	193.393	206.421
Cuentas por cobrar, netas	8	17.120	14.832	15.211	10.262	Arrendamientos financieros	18	675	736	4.108	4.975
Inversiones Financieras	7.2	211	293	204	286	Impuestos a las ganancias	21.2	2.219	-	2.169	-
Depósitos judiciales	30.2	18.465	13.032	17.085	11.735	Impuestos a las ganancias diferidos	21.5	3.956	856	2.762	-
Impuestos a las ganancias diferidos	21.5	11.373	14.038	-	4.873	Planes de pensión y salud	22	69.421	69.996	64.519	64.903
Impuestos y contribuciones	21.1	10.171	10.236	8.999	9.326	Provisión para procesos judiciales	30.1	15.778	11.052	12.680	8.391
Anticipos a proveedores		3.413	3.742	502	510	Provisión para desmantelamiento de áreas	20	46.785	33.412	45.677	32.615
Otros activos no corrientes		10.202	10.378	8.815	9.106	Otros pasivos no corrientes		2.973	1.790	2.243	1.122
		70.955	66.551	50.816	46.098			479.371	471.035	327.551	318.427
								561.906	552.202	459.870	431.858
Inversiones	11	12.554	9.948	149.356	121.191	Patrimonio neto					
Propiedad, planta y equipo	12	584.357	571.876	435.536	424.771	Capital social desembolsado	23.1	205.432	205.432	205.432	205.432
Activos intangibles	13	7.740	10.663	6.264	8.764	Transacciones de capital		2.457	1.035	2.673	1.251
		675.606	659.038	641.972	600.824	Reservas de ganancias		77.364	77.800	77.148	77.584
						Otros resultados integrales	23.4	(21.268)	(34.037)	(21.268)	(34.037)
						Propietarios de la controladora		263.985	250.230	263.985	250.230
						Participaciones no controladoras		5.624	2.513	-	-
								269.609	252.743	263.985	250.230
		831.515	804.945	723.855	682.088			831.515	804.945	723.855	682.088

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

ESTADO DE RESULTADOS**PETROBRAS**

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

	Nota	Consolidado		Controladora	
		2017	2016	2017	2016
Ingresos de ventas	24	283.695	282.589	227.964	223.067
Costo de ventas		(192.100)	(192.611)	(156.109)	(153.725)
Ganancia bruta		91.595	89.978	71.855	69.342
Ingresos (Gastos)					
Gastos de ventas		(14.510)	(13.825)	(18.490)	(17.023)
Gastos de administración y generales		(9.314)	(11.482)	(6.465)	(8.242)
Gastos de exploración de petróleo y gas	15	(2.563)	(6.056)	(2.199)	(5.533)
Gastos con investigación y desarrollo		(1.831)	(1.826)	(1.828)	(1.823)
Gastos tributarios		(5.921)	(2.456)	(4.657)	(1.305)
Reducción por deterioro del valor de los activos (Impairment)	14	(3.862)	(20.297)	(3.220)	(11.119)
Otros gastos, netos	25	(17.970)	(16.925)	(14.731)	(9.707)
		(55.971)	(72.867)	(51.590)	(54.752)
Ganancia antes del resultado financiero, participación e impuestos		35.624	17.111	20.265	14.590
Resultado financiero neto:					
Ingresos Financieros	27	(31.599)	(27.185)	(21.860)	(25.704)
Gastos Financieros		3.337	3.638	2.917	2.418
Diferencias cambiarias y monetarias, netas		(23.612)	(24.176)	(17.521)	(18.967)
		(11.324)	(6.647)	(7.256)	(9.155)
Resultado de participaciones en participadas	11	2.149	(629)	6.714	(4.576)
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos		6.174	(10.703)	5.119	(15.690)
Impuestos sobre la ganancia	21.6	(5.797)	(2.342)	(5.565)	866
Ganancia (pérdida) del período		377	(13.045)	(446)	(14.824)
Ganancia (pérdida) atribuible a:					
Propietarios de la controladora		(446)	(14.824)	(446)	(14.824)
Participaciones no controladoras		823	1.779	-	-
Ganancia (pérdida) del período		377	(13.045)	(446)	(14.824)
Ganancia (pérdida) básica y diluida por acción ordinaria y preferida (en R\$)	23.6	(0,03)	(1,14)	(0,03)	(1,14)

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

ESTADOS DE LOS RESULTADOS INTEGRALES**PETROBRAS**

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

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Ganancia (pérdida) del ejercicio	377	(13.045)	(446)	(14.824)
Otros resultados integrales:				
Elementos que no serán reclasificados a la cuenta de resultados:				
Pérdidas actuariales con planes de beneficios definidos	6.199	(17.449)	5.458	(15.510)
Impuesto diferido	(887)	3.485	(850)	3.219
	5.312	(13.964)	4.608	(12.291)
Resultados integrales de participaciones en inversiones	(3)	(12)	536	(1.679)
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	(2.073)	40.327	(2.208)	36.607
Transferido para el resultado	10.067	9.935	8.282	8.994
Impuestos sobre la renta y contribución social diferidos	(2.718)	(17.089)	(2.065)	(15.504)
	5.276	33.173	4.009	30.097
Ganancias / (Pérdidas) a realizar en el hedge de flujo de efectivo - otras operaciones				
Reconocido en el patrimonio neto	(17)	30	-	-
	(17)	30	-	-
Ganancias / (Pérdidas) a realizar en títulos disponibles para la venta				
Reconocido 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 (*)				
Reconocido en el patrimonio neto	1.782	(15.585)	1.854	(11.209)
Transferido para el resultado	116	3.693	-	-
	1.898	(11.892)	1.854	(11.209)
Resultados integrales de participaciones en inversiones				
Reconocido en el patrimonio neto	418	1.285	1.745	4.391
Transferido para el resultado	69	-	-	-
	487	1.285	1.745	4.391
Otros resultados integrales, total	12.988	8.620	12.779	9.309
Resultado integral total	13.365	(4.425)	12.333	(5.515)
Resultado integral atribuible a los:				
Propietarios de la controladora	12.333	(5.520)	12.333	(5.515)
Participaciones no controladoras	1.032	1.095	-	-
Resultado integral total	13.365	(4.425)	12.333	(5.515)

(*) Incluye, en el consolidado, efecto acreedor de R\$ 79 (efecto de R\$ 1.063, deudor, el 31 de diciembre de 2016) de asociadas y negocios conjuntos.

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

ESTADOS DE LOS FLUJOS DE EFECTIVO**PETROBRAS**

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

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Flujos de efectivo de las actividades operativas				
Pérdida del ejercicio	377	(13.045)	(446)	(14.824)
Ajustes para:				
Gastos actuariales - Planes de pensión y salud	8.705	8.001	7.991	7.409
Resultado de participaciones en participadas	(2.149)	629	(6.714)	4.576
Depreciación, agotamiento y amortización	42.478	48.543	32.159	37.150
Reducción por deterioro del valor de los activos (Impairment)	3.862	20.297	3.220	11.119
Ajuste al valor de mercado de los inventarios	211	1.320	-	-
Pérdidas con cuentas incobrables	2.271	3.843	1.306	1.072
Baja de pozos secos	893	4.364	561	3.940
Resultado en la venta y baja de activos	(4.825)	(951)	(4.564)	(1.399)
Variaciones en los tipos de cambio, monetarias y cargas financieras no realizadas y otras operaciones	30.653	27.854	20.943	25.604
Impuestos sobre las ganancias diferidos, netos	1.452	(3.280)	4.071	(1.010)
Realización del ajustes por diferencias de cambio y otros resultados integrales	185	3.693	-	-
Revisión y actualización financiera de desmantelamiento de áreas	1.339	(2.591)	1.272	(2.601)
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	(3.140)	397	(26.711)	(22.470)
Inventarios	(1.130)	(2.010)	(82)	515
Depósitos judiciales	(5.383)	(3.357)	(5.351)	(3.145)
Otros activos	(723)	(1.214)	(990)	(2.961)
Aumento (Reducción) de pasivos				
Proveedores	(160)	(4.154)	(2.695)	(3.302)
Impuestos por pagar	9.455	3.216	7.715	539
Impuesto sobre la renta y contribución social pagados	(2.544)	(1.284)	(1.429)	-
Planes de pensión y salud	(2.944)	(2.634)	(2.793)	(2.465)
Otros pasivos	(2.916)	2.072	(3.062)	(486)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	86.467	89.709	33.302	37.261
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo e intangibles	(43.614)	(49.289)	(29.977)	(33.512)
Aumento de inversiones	(239)	(455)	(26.783)	(26.782)
Ingresos por la venta de activos (desinversiones)	9.907	7.231	8.303	4.304
Desinversión (Inversiones) en activos financieros (*)	(2.722)	842	(2.475)	(1.652)
Dividendos recibidos (**)	1.450	1.607	6.040	3.859
Efectivo neto (utilizado en) las actividades de inversión	(35.218)	(40.064)	(44.892)	(53.783)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación				
Adquisición de participación de accionistas no controladores	69	122	-	-
Financiaciones y préstamos, netos:				
Captaciones	86.467	64.786	114.008	105.886
Amortizaciones de principal	(115.091)	(105.832)	(98.907)	(91.877)
Amortizaciones de intereses (**)	(22.295)	(25.563)	(13.379)	(7.773)
Dividendos pagados a los accionistas no controladores	(538)	(239)	-	-
Ingresos por la venta de participaciones, sin pérdida de control	4.906	-	4.906	-
Efectivo neto generado por / (utilizado en) las actividades de financiación	(46.482)	(66.726)	6.628	6.236
Efecto de la variación en los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	619	(11.656)	-	-
Aumento (reducción) de efectivo y equivalentes al efectivo en el ejercicio	5.386	(28.737)	(4.962)	(10.286)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	69.108	97.845	6.267	16.553
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	74.494	69.108	1.305	6.267

(*) 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

PETROBRAS

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

	Otros resultados integrales acumulados					Reservas de ganancias					Patrimonio neto atribuible a propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total del patrimonio neto consolidado	
	Capital social suscrito y desembolsado	Transacciones de capital	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 2016	205.432	237	33.785	(14.800)	(58.291)	(4.028)	16.524	4.503	1.393	69.976	-	254.731	3.199	257.930
Realización de costo atribuido de asociadas						(12)					12	-	-	-
Operaciones de capital		1.014										1.014	(1.363)	(349)
Ganancia (Pérdida) del ejercicio											(14.824)	(14.824)	1.779	(13.045)
Otros resultados integrales			(11.209)	(13.958)	33.173	1.303						9.309	(689)	8.620
Destinos:														
Absorción de la pérdida en reservas									(14.812)	14.812		-	-	-
Dividendos												-	(413)	(413)
Saldos el 31 de diciembre de 2016	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
	205.432	1.251				(34.037)				77.584	-	250.230	2.513	252.743
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 de asociadas						(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

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

ESTADO DEL VALOR AGREGADO**PETROBRAS**

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

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Ingresos				
Ventas de productos y servicios y otros ingresos	378.852	373.081	320.584	307.808
Pérdidas con cuentas incobrables	(2.271)	(3.843)	(1.306)	(1.072)
Ingresos relativos a la construcción de activos para uso	34.753	49.476	31.235	36.710
	411.334	418.714	350.513	343.446
Insumos adquiridos de terceros				
Materias primas y productos para la reventa	(64.102)	(65.864)	(43.470)	(42.210)
Materiales, energía, servicios de terceros y otros	(68.389)	(72.846)	(65.289)	(56.412)
Créditos fiscales sobre insumos adquiridos de terceros	(22.193)	(19.766)	(20.474)	(17.880)
Reducción por deterioro del valor de los activos (Impairment)	(3.862)	(20.297)	(3.220)	(11.119)
Ajuste al valor de mercado de los inventarios	(211)	(1.320)	-	-
	(158.757)	(180.093)	(132.453)	(127.621)
Valor agregado bruto	252.577	238.621	218.060	215.825
Depreciación, agotamiento y amortización	(42.478)	(48.543)	(32.159)	(37.150)
Valor agregado neto producido por la Compañía	210.099	190.078	185.901	178.675
Valor agregado recibido en transferencia				
Resultado de participaciones en inversiones	2.149	(629)	6.714	(4.576)
Ingresos financieros	3.337	3.638	2.917	2.418
Alquileres, royalties y otros	429	358	893	860
	5.915	3.367	10.524	(1.298)
Valor agregado a distribuir	216.014	193.445	196.425	177.377
Distribución del valor agregado				
Personal y administradores				
Remuneración directa				
Sueldos	16.673	18.685	12.726	14.445
Participación de los empleados en las ganancias o resultados	487	-	393	-
	17.160	18.685	13.119	14.445
Beneficios				
Ventajas (**)	332	4.629	(51)	4.313
Plan de jubilación y pensión	5.117	5.069	4.880	4.304
Plan de salud	5.013	4.821	4.428	4.359
	10.462	14.519	9.257	12.976
FGTS	1.244	1.273	1.077	1.118
	28.866	34.477	23.453	28.539
Tributos				
Federales (*)	72.411	50.141	66.407	44.449
Estadales	45.608	49.565	27.160	31.352
Municipales	576	690	202	301
En el exterior (*) (***)	(1.282)	5.351	-	-
	117.313	105.747	93.769	76.102
Instituciones financieras y proveedores				
Intereses, variaciones en los tipos de cambio y monetarias	41.249	36.819	29.384	32.605
Gastos de alquileres y fletes	28.209	29.447	50.265	54.955
	69.458	66.266	79.649	87.560
Accionistas				
Participación de los accionistas no controladores	823	1.779	-	-
Ganancias retenidas (Pérdidas absorbidas)	(446)	(14.824)	(446)	(14.824)
	377	(13.045)	(446)	(14.824)
Valor agregado distribuido	216.014	193.445	196.425	177.377

(*) Incluye participaciones gubernamentales.

(**) En 2017, incluye R\$ 757 (R\$ 35 en 2016) de reversión con gastos en el Plan de Incentivo a la Desvinculación Voluntaria (PIDV).

(***) En 2017, incluye R\$ 2.740 (R\$ 348 en 2016) de IR diferido sobre pérdidas fiscales de PIBBV.

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 regirá 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 la 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 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.

Petrobras podrá tener sus actividades, desde que corresponda a su objeto social, orientadas por la Unión de modo a contribuir al interés público que justificó su creación, visando la atención del objetivo de la política energética nacional de garantizar el suministro de derivados de petróleo en todo el territorio nacional, en los términos del § 2º del art. 177 de la Constitución Federal, conforme a lo previsto en el art. 1º, inciso V, de la Ley nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

En el ejercicio de la prerrogativa de que trata el párrafo anterior, la Unión solamente podrá orientar a la Compañía a asumir obligaciones o responsabilidades, incluyendo la realización de proyectos de inversión y asunción de costos/resultados operativos específicos, como aquellos relativos a la comercialización de combustibles, así como otras actividades relacionadas, en condiciones diversas a las de cualquier otra sociedad del sector privado que actúe en el mismo mercado, 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.

Además, en la hipótesis de que Petrobras esté orientada por la Unión a perseguir el interés público que justificó su creación en condiciones diversas a las de cualquier otra sociedad del sector privado que actúe en el mismo mercado, el Comité Financiero y el Comité de Minoritarios, en sus atribuciones de asesoramiento al Consejo de Administración, evaluarán y calcularán, con base en los criterios de evaluación técnico-económica para proyectos de inversiones y para costos / resultados operacionales específicos practicados por la administración de la Compañía, la diferencia entre las condiciones de mercado y el resultado operativo o retorno económico de la obligación asumida por la Compañía. En esta hipótesis, la Unión compensará, a cada ejercicio social, la Compañía por esa diferencia entre las condiciones de mercado y el resultado operacional o retorno económico de la obligación asumida.

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 para los activos financieros disponibles para la venta, activos y pasivos financieros medidos al valor razonable y determinadas clases de activos y pasivos corrientes y no corrientes, como se muestra en la nota explicativa de políticas contables.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

La preparación de los estados financieros requiere el uso de estimaciones y juicios para determinadas operaciones y sus reflejos en activos, pasivos, ingresos y gastos. Las premisas utilizadas se basan en el histórico y en otros factores considerados relevantes, revisados periódicamente por la Administración y cuyos resultados reales pueden diferir de los valores estimados. 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 14 de marzo de 2018, 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.

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. La “Operación Lava Jato” es una investigación extremadamente amplia a respecto de diversas prácticas criminosas, y viene siendo realizada a través de varias frentes de trabajo, cuyo alcance involucra crímenes cometidos por agentes actuando en varias partes del país y en diferentes sectores de la economía.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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".

Determinados ejecutivos de Petrobras fueron presos, denunciados y en algunos casos condenados por crímenes como blanqueo de dinero y corrupción pasiva. Otros de nuestros ejecutivos y ejecutivos de empresas proveedoras de bienes y servicios para Petrobras fueron o podrán ser denunciados como resultado de la investigación.

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*), 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.

Petrobras continuará acompañando los resultados de las investigaciones y la puesta a disposición de otras informaciones relativas al esquema de pagos indebidos y, si tal vez se disponga de información que indique con suficiente precisión que las estimaciones descritas a continuación deberían ajustarse, la Compañía evaluará la eventual necesidad de algún reconocimiento contable.

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

No es posible identificar específicamente los valores de cada pago realizado en el alcance de los contratos con las contratistas y los proveedores que tienen gastos adicionales, o los períodos en que tales pagos adicionales ocurrieron. Por lo tanto, Petrobras desarrolló una metodología para estimar el monto total de gastos adicionales incurridos en consecuencia del referido esquema de pagos indebidos para determinar el valor de las bajas realizadas, representando en cuanto sus activos fueron sobrevalorados como resultado de gastos adicionales cobrados por proveedores y contratistas, y utilizados por ellos para realizar pagos indebidos.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

La Compañía también identificó montos verificados en sus registros contables, referentes a los contratos y proyectos específicos con empresas que no eran miembros del cártel para contabilizar los gastos adicionales impuestos por estas empresas para financiar pagos indebidos, realizados por ellas, no relacionados al esquema de pagos indebidos o al cártel.

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 Nota 3 de los Estados Financieros del 31 de diciembre de 2014 presenta el enfoque adoptado para el ajuste de los activos afectados por los gastos adicionales.

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 efectuados por las autoridades brasileñas y por la investigación interna independiente conducida por oficinas de abogados. 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 que fuera reconocida en el tercer trimestre de 2014, o impactase de forma relevante la metodología adoptada por la Compañía. Petrobras continuará monitoreando las investigaciones para obtener informaciones adicionales y evaluar su potencial impacto sobre los ajustes realizados.

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

Seguimos 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), del Ministerio de la Transparencia 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.

También cooperamos plenamente con la investigación de *U. S. Securities and Exchange Commission (SEC)*, que investiga, desde noviembre de 2014, potenciales violaciones a leyes estadounidenses en consecuencia de las informaciones apuradas en el ámbito de la "Operación Lava Jato", así como el *U. S. United States Department of Justice (DoJ)*.

Somos oficialmente reconocidos como víctima de los crímenes apurados en la "Operación Lava Jato" por el Ministerio Público Federal y por el juez competente para juzgar los procesos de crímenes relacionados al caso. Nuestra posición de víctima fue reconocida también en decisiones del *Supremo Tribunal Federal*. Por ese motivo, ingresamos en 45 acciones penales como asistentes de acusación y en otras cuatro como parte interesada, y renovamos nuestro compromiso de continuar cooperando para la elucidación de los hechos y comunicarlos regularmente a nuestros 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 hemos tomado diversas medidas como respuesta a las ocurrencias reveladas en la "Operación Lava Jato".

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

En el proceso de fortalecimiento de los mecanismos internos de integridad para prevenir, detectar y sanar desvíos de fraudes, irregularidades y actos ilícitos, la Compañía continúa implementando medidas para fortalecer su gobernanza corporativa y los sistemas de conformidad (*compliance*), con el fin de establecer mejores prácticas alineadas a la estrategia de la Compañía y de acuerdo con las exigencias de nuevos reglamentos de gobernanza. De esta forma, en 2016, entre otras medidas, aprobamos nuestra política de Conformidad Corporativa, realizamos entrenamientos para nuestros empleados y administradores sobre prevención a la corrupción y revisamos la iniciativa "Agentes de *Compliance*", para adecuarla a nuestra nueva estructura. En 2017, creamos la función de Director Adjunto de Gobernanza y Conformidad, revisamos el Código de Buenas Prácticas, publicamos la Carta Anual de Políticas Públicas y de Gobernanza Corporativa 2016, creamos el Programa de Entrenamiento para Administradores y mantuvimos el procedimiento de *Due Dilligence* de integridad sobre nuestros proveedores (aproximadamente 15 mil evaluaciones se concluyeron hasta 2017), así como la evaluación de *Background Check* de integridad realizada antes de la toma de decisiones para la designación de personas para posiciones clave en la Compañía. Adicionalmente, revisamos el estatuto social de Petrobras, ampliando las funciones del comité de minoritarios, dando más transparencia a los procesos de revisión de transacciones con partes relacionadas y de indicación de miembros de la alta administración y estableciendo límites para las inversiones de interés público. El proceso continuo de fortalecimiento de las prácticas de gobernanza en la Compañía resultó en la certificación de Petrobras por B3 en el programa Destaque en Gobernanza de las Estatales y obtención de la nota máxima en el índice de gobernanza IG-SEST para empresas estatales del Ministerio de Planificación, y posibilitó la presentación por la Compañía de requerimiento de adhesión al nivel 2 de gobernanza de B3.

Sigue en marcha la investigación interna realizada por dos oficinas independientes contratadas en octubre de 2014, que tienen como interlocutor un Comité Especial que responde directamente al Consejo de Administración de la Compañía. El Comité es compuesto por el director de Gobernanza y Conformidad, João Adalberto Elek Junior, y por otros dos representantes independientes y con notorio conocimiento técnico: la brasileña Ellen Gracie Northfleet, ministra jubilada del Supremo Tribunal Federal, reconocida internacionalmente como jurista con amplia experiencia en el análisis de cuestiones complejas; y el alemán Andreas Pohlmann, Chief Compliance Officer de Siemens AG de 2007 a 2010, que actúa en las áreas de conformidad y gobernanza corporativa.

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, ingresamos 15 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.

Así, la Compañía ya reconoció el resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato" en el monto acumulado de R\$ 1.476 hasta 31 de diciembre de 2017 (R\$ 661 hasta 31 de diciembre de 2016).

3.3. Investigaciones involucrando la Compañía

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

El 21 de noviembre de 2014, Petrobras recibió una intimación (*subpoena*) de la *Securities and Exchange Commission* (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 Exterior (*U.S. Foreign Corrupt Practices Act*). El Departamento de Justicia de los Estados Unidos (*U.S. Department of Justice - DoJ*) está llevando a cabo una investigación similar. La Compañía ha respondido a las solicitudes procedentes de ambas las investigaciones y pretende continuar contribuyendo, actuando en conjunto con las oficinas de abogados brasileña y norteamericana contratadas para realizar una investigación interna independiente. Las investigaciones de la SEC y DoJ pueden ocasionar en penalidades civiles o criminales, pago de multas u otra reparación financiera, determinaciones o órdenes judiciales en cuanto a conductas futuras o otras sanciones.

Considerando que las verificaciones de la SEC y del DoJ siguen en curso, hasta el momento, no es posible estimar la duración, el alcance o los resultados de dichas verificaciones. De esta forma, la Compañía no es capaz de hacer una estimación confiable sobre eventuales valores y la probabilidad de penalidades que puedan ser exigidos.

El 15 de diciembre de 2015, fue editada la Circular de Investigación Civil nº 01/2015, por el Ministerio Público del Estado de São Paulo, instaurando Investigación Civil para apuración de los potenciales daños causados a los inversores en el mercado de valores mobiliarios, que tiene Petrobras como Representada. La Compañía viene prestando toda la información pertinente.

3.4. Acciones judiciales involucrando la Compañía

La nota explicativa 30 representa informaciones sobre las acciones colectivas (*class actions*) y otros procesos judiciales 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.

Filiales y subsidiarias se consolidan desde la fecha en que se obtiene el control hasta la fecha en que cesa, utilizando prácticas contables uniformes adoptadas por la Compañía. La nota explicativa 11 presenta las empresas consolidadas, junto con las demás inversiones directas, sin incluir las participaciones en entidades estructuradas.

Entidades estructuradas son entidades diseñadas de modo que los derechos de voto, o similares, no sean el factor dominante para determinar quién controla la entidad.

En 31 de diciembre de 2017, Petrobras controla y consolida las siguientes entidades estructuradas:

Entidades estructuradas consolidadas	País	Segmento principal
Charter Development LLC – CDC	EE. UU.	E&P
Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais – CDMPI	Brasil	Abast.
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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 la verificación de los resultados segmentados se consideran las transacciones realizadas con terceros y las transferencias entre áreas de negocio, siendo estas evaluadas por precios internos de transferencia definidos entre áreas y con metodologías de verificación basadas en parámetros de mercado.

Los segmentos de operación de la Compañía son los siguientes:

- a) Exploración y Producción: incluye las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo, GNL (gas natural licuado) y gas natural en Brasil y en el exterior, con el fin de suministrar, principalmente, nuestras refinерías nacionales y también comercializar en los mercados interno y externo el excedente de petróleo, así como derivados producidos en sus plantas de procesamiento de gas natural, trabajando también en asociaciones con otras empresas.
- b) Abastecimiento: incluye las actividades de refinación, logística, transporte y comercialización de derivados y petróleo en Brasil y en el exterior, exportación de etanol, extracción y procesamiento de esquisto, además de las participaciones en empresas del sector petroquímico en Brasil.
- c) Gas y Energía: incluye las actividades de transporte y comercialización de gas natural producido en Brasil y en el exterior o importado, transporte y comercio de GNL, generación y comercialización de energía eléctrica, así como participaciones societarias en transportadores y distribuidores de gas natural y en centrales termoeléctricas en Brasil, además de ser responsable por los negocios con fertilizantes.
- d) Biocombustible: incluye las actividades de producción de biodiesel y sus co-productos y las actividades de etanol, por medio de participaciones accionarias, de la producción y de la comercialización de etanol, azúcar y el excedente de energía eléctrica generado a partir del bagazo de la caña de azúcar.
- e) Distribución: responsable por la distribución de derivados, etanol y gas natural vehicular en Brasil, representada principalmente por las operaciones de Petrobras Distribuidora S.A., así como las operaciones de distribución de derivados en el exterior (América del Sur).

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.

La nota 29 presenta el estado de resultados y los activos por segmento de operación.

4.3. Instrumentos financieros

4.3.1. Efectivo y equivalentes al efectivo

Comprenden el efectivo en la mano, depósitos a plazo con bancos e inversiones a corto plazo de alta liquidez que son fácilmente convertibles en efectivo, están sujetos a un riesgo insignificante de cambios en su valor y tienen un plazo de tres meses o menos desde la fecha de adquisición.

4.3.2. Activos financieros

Las inversiones en activos financieros incluyen inversiones en deuda y capital. Inicialmente valorados por su valor razonable, estos instrumentos se clasifican y son valorados como sigue:

- Valor razonable por medio del resultado – incluyen activos financieros adquiridos y mantenidos con fines de venta o de reventa a corto plazo. Están posteriormente valorados a su valor razonable a la adquisición. Los cambios en el valor razonable se reconocen en resultados, en ingresos (gastos) financieros.
- Títulos mantenidos hasta el vencimiento – incluyen activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimiento fijo para los cuales la Compañía tiene la intención y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Títulos mantenidos hasta el vencimiento son reconocidos y son registrados al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.
- Títulos disponibles para la venta – incluyen activos financieros no derivados clasificados como disponibles para la venta o no se clasifican en otra categoría. Títulos disponibles para la venta son medidos a valor razonable, cuyos cambios son reconocidos en otros resultados integrales en el Patrimonio Neto, y reclasificados para resultado del ejercicio cuando se da baja o se realiza.

4.3.3. Cuentas por cobrar

Se contabilizan inicialmente por el valor justo de la contraprestación que se recibirá y, posteriormente, calculadas por el costo amortizado, con el uso del método de los intereses efectivos, siendo deducidas las pérdidas por reducción al valor recuperable de activos tenidos como créditos de liquidación dudosa (*impairment*).

La Compañía reconoce pérdidas en créditos de liquidación dudosa cuando existe evidencia objetiva de pérdida en el valor recuperable, como resultado de uno o más eventos que ocurrieron después del reconocimiento inicial del activo y que generan un impacto en la estimación de flujos de efectivo futuros, que pueden ser fácilmente estimados. Tales pérdidas en las cuentas por cobrar de clientes se presentan en el resultado como gastos de ventas.

4.3.4. Financiaciones

Son inicialmente reconocidas a su valor razonable, neto de los costes de transacción y son, en la secuencia, demostrados por el costo amortizado usando el método de intereses efectivos.

Los intercambios entre la Compañía y el acreedor de instrumentos de deuda con términos sustancialmente diferentes se contabilizan como extinción del instrumento financiero original y como reconocimiento de nuevo instrumento financiero. De forma similar, modificaciones sustanciales de los términos del instrumento financiero existente o parte de él se contabilizan como extinción del pasivo financiero original y reconocimiento de nuevo pasivo financiero.

Los términos del instrumento financiero se modifican sustancialmente si el valor presente descontado de sus flujos de efectivo bajo los nuevos términos, incluyendo cualquier comisión pagada (neta de cualquier comisión recibida) y descontada utilizando la tasa de interés efectiva original, es al menos 10% diferente del valor presente descontado de los flujos de efectivo restantes del instrumento financiero original.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Las modificaciones no sustanciales en el instrumento financiero no afectan el resultado en el momento en que ocurren, siendo alterada prospectivamente la tasa efectiva de interés del instrumento.

4.3.5. Instrumentos financieros derivados

Instrumentos financieros derivados son reconocidos en el estado de situación financiera como activos o pasivos y se valoran a valor razonable.

Ganancias o pérdidas generadas por cambios en el valor razonable son reconocidas en el resultado financiero, excepto cuando la transacción es elegible y se caracteriza como un hedge de flujo de efectivo.

4.3.6. Operaciones de *hedge* de flujos de efectivo

La Compañía aplica la contabilidad de *hedge* de flujos de efectivo para determinadas operaciones.

Las relaciones de *hedge* de flujos de efectivo se refieren a *hedge* de exposición a la variabilidad de los flujos de efectivo atribuibles a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable, que podrían afectar el resultado del ejercicio.

En tales relaciones de *hedge*, la porción eficaz de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura se reconocen en el patrimonio neto, en otros resultados integrales, y transferida para el resultado financiero cuando el ítem protegido generar impacto en el resultado del periodo. La parte ineficaz se registra en el resultado financiero del ejercicio.

Cuando un instrumento de *hedge* vence o es liquidado anticipadamente, cuando una operación de *hedge* deja de cumplir los requisitos para la contabilidad de *hedge*, o cuando la Administración decide revocar la designación de contabilidad de *hedge* (*hedge accounting*), la ganancia o pérdida acumulada permanece reconocida en el patrimonio neto. La reclasificación de la ganancia o pérdida para el resultado es realizada cuando la transacción prevista ocurrir. Cuando no se espera que ocurra una transacción prevista, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio es transferida inmediatamente al estado de 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 de adquisición o producción (método de promedio ponderado) y comprende 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 realizable neto es el precio estimado de venta de los inventarios en el curso ordinario del negocio, menos los costos estimados de terminación y los gastos estimados para completar la venta.

Los inventarios de petróleo y GNL pueden ser comercializados en estado natural, así como consumidos en la 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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.

Las importaciones en curso se presentan al costo de adquisición.

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.

Los estados financieros de los negocios conjuntos y asociadas se han modificado para asegurar la consistencia con las políticas adoptadas por Petrobras. Los dividendos percibidos de estas inversiones de capital se registran como reducción en el valor de las respectivas inversiones.

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

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.

Este método requiere que los activos adquiridos y pasivos asumidos en una combinación de negocios se valoran por sus valores razonables, 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

Los costos incurridos en relación con la exploración y desarrollo de producción de petróleo y gas se contabilizan utilizando el método de los esfuerzos exitosos, de la siguiente manera:

- Los costos relacionados con las actividades geológicas y geofísicas se reconocen como gastos cuando 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 reclasificarán 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 las mismas 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, las condiciones económicas, 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, 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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. Costos de los préstamos se amortizan durante la vida útil o aplicando el método de unidad de producción con respecto a los activos relacionados. 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 depreciados por el método de las unidades producidas son aquellos relacionados directamente con la producción de petróleo y gas, cuya vida útil es igual o mayor que la vida del campo (tiempo del agotamiento de las reservas).

Los activos depreciados utilizando el método lineal son: (i) aquellos vinculados directamente con la producción de petróleo y gas, cuya vida útil es inferior a la vida del campo (tiempo del agotamiento de las reservas); (ii) las plataformas móviles; y (iii) otros activos no relacionados directamente con la producción de petróleo y gas.

La tasa de agotamiento de los activos depreciados por el método de unidad de producción se calcula en base a la producción mensual del campo de producción en relación con sus respectivas reservas desarrolladas probadas.

Derechos y concesiones, tales como bonos de suscripción, se amortizan de acuerdo con el método de unidad de producción, teniendo en cuenta 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 suscripción.

Con excepción de los terrenos, que no se deprecian, las demás propiedades, planta y equipo se deprecian en forma lineal. Véase la nota explicativa 12.1 para obtener más información acerca de la vida útil estimada por clase de activos. Las vidas útiles estimadas se revisan anualmente.

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 adquisición de negocio. En los estados financieros individuales este *goodwill* se presenta en las Inversiones.

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*) y el total de aceite y gas esperado en todos los depósitos del área.

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.

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 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).

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*) oriundos de combinación de negocios 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 sistema Petrobras y la expectativa de utilización de los activos hasta el final de su vida útil, en general, el valor recuperable utilizado para evaluación del test es el valor en uso, excepto cuando específicamente indicado.

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: 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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.

Cuando 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 y los pagos se reconocen como un gasto en resultados durante el plazo del arrendamiento.

Pagos contingentes se reconocen como gastos cuando se incurren.

4.13. Activos clasificados como mantenidos para la venta

Activos no corrientes y posibles pasivos asociados son clasificados como mantenidos para la venta si su valor contable se recuperará fundamentalmente a través de la venta.

La Compañía tiene hoy un plan de desinversión y está evaluando oportunidades de desinversión en sus diversas áreas de actuación. La cartera de desinversiones es dinámica, porque el desarrollo de las transacciones depende de las condiciones de negociación y de mercado y puede cambiar dependiendo del ambiente externo y el análisis continuo de los negocios de la Compañía.

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.

Estos activos y sus pasivos asociados deben ser medidos al menor valor entre el valor contable y el valor razonable neto de los gastos de ventas. Los activos y pasivos relacionados se muestran en forma separada en el balance general.

4.14. Desmantelamiento de áreas

Los costos de desmantelamiento de áreas representan los gastos futuros estimados relacionados con la obligación legal de realizar la restauración ambiental, desmantelar y remover una instalación porque se cierra las operaciones debido al agotamiento de la zona o las condiciones económicas.

Cuando una obligación legal futura existe y puede estimarse de confianza, los costos relacionados con desmantelamiento de áreas se reconocen como parte del costo de los activos fijos que les dieron origen por su valor presente, obtenido a través de una tasa de descuento ajustada al riesgo. Una prestación equivalente es reconocida como un pasivo de la Compañía.

Tales obligaciones se registran después de las declaraciones de comerciabilidad de los campos de producción de petróleo y gas natural.

Los gastos con desmantelamiento de áreas reconocidos en propiedad, planta y equipo son amortizados en las mismas bases que los activos principales. Los intereses incurridos para la actualización de la provisión se clasifican como gastos financieros. Las estimativas de gastos con desmantelamiento de áreas se revisan por lo menos anualmente.

4.15. Provisiones, activos y pasivos contingentes

Las provisiones se reconocen cuando se tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado y es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar la obligación, cuyo monto puede estimarse con fiabilidad.

Los activos y pasivos contingentes no son reconocidos, pero los pasivos contingentes están sujetos a la revelación en las notas explicativas cuando es posible la probabilidad de salida de recursos, incluyendo aquellos cuyos valores no puede estimarse.

4.16. Impuesto sobre la renta y contribución social

Los gastos por impuesto a la renta y contribución social para el período comprenden los impuestos corrientes y diferidos.

a) 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 corrientes se presentan netos, por contribuyente, cuando existe derecho a la compensación de los valores reconocidos y cuando hay intención de liquidar en bases netas, o realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente, y se reconocen en el resultado a menos que estén relacionados con ítems directamente reconocidos en el patrimonio neto.

b) Impuesto a la renta y contribución social diferidos

El impuesto sobre la renta y la contribución social diferidos son calculados sobre las diferencias temporales apuradas entre las bases fiscales de activos y pasivos y sus valores contables, al final del período que se está siendo reportado, aplicando las tasas que se encuentran en vigor al cierre del período 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, por contribuyente, cuando existe derecho 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.

El impuesto sobre la renta y la contribución social diferidos se reconocen en el resultado a menos que estén relacionados con elementos directamente reconocidos en el patrimonio neto.

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

Los compromisos actuariales con los planes de pensiones y jubilación definidos 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.

Las premisas actuariales incluyen estimaciones demográficas y económicas, las estimaciones de los gastos médicos, así como los datos históricos sobre los costos y contribuciones de los empleados.

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.

Cambios en el pasivo de beneficio definido neto se reconocen cuando se incurre de la siguiente manera: i) el costo del servicio y el interés neto, en los ingresos del ejercicio, y ii) las nuevas mediciones en otros resultados integrales.

El coste del servicio 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.

Nuevas mediciones del valor neto del pasivo de beneficio definido reconocidas en el patrimonio neto, en otros resultados integrales, 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) cambios en el valor razonable relativos a los activos financieros disponibles para la venta; ii) las porciones efectivas de ganancias o pérdidas de instrumentos de *hedge* en *hedges* de flujo de efectivo; iii) las nuevas mediciones en planes con 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 todas las condiciones establecidas y relacionadas con la subvención.

4.21. Reconocimiento de ingresos de ventas

Los ingresos de productos, que comprende, entre otros, petróleo, derivados, gas natural, biocombustibles, energía eléctrica, se reconocen cuando se cumplen todas las condiciones siguientes:

- La Compañía haya transferido al comprador los riesgos y beneficios más significativos inherentes a la propiedad de los bienes, lo que generalmente ocurre en el momento de la entrega, de acuerdo con los términos del contrato de venta;
- La Compañía no mantenga implicación continuada en la gestión de los bienes vendidos en grado normalmente asociado a la propiedad, ni efectivo control de tales bienes; el valor de los ingresos puede calcularse de manera fiable, comprendiendo el valor razonable de la contraprestación recibida o a recibir por la comercialización de productos y servicios, netos de las devoluciones, descuentos, impuestos y cargas sobre ventas;
- Es probable que los beneficios económicos asociados a la transacción irán fluir para la Compañía; y
- Los gastos incurridos o a incurrir, relativos a la transacción, puedan ser fácilmente calculados.

Los ingresos son calculados por el valor justo de la contraprestación recibida o a recibir por la comercialización de productos o servicios, netos de las devoluciones, descuentos, impuestos y gastos de ventas.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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 evaluar la recuperabilidad de tales activos, la Compañía utiliza el valor en uso, de acuerdo con la nota explicativa 4.10. En general, los análisis se basan en 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

El tiempo estimado de realización de los costos con obligaciones de desmantelamiento de áreas terrestres o marítimos al final de las operaciones en los sitios de producción se basa en el plazo de agotamiento de las reservas probadas de acuerdo a los criterios establecidos por la ANP/SPE.

Por lo tanto, las revisiones del plazo de agotamiento de las reservas pueden afectar a la provisión de costos con obligaciones de 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.

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*.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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 (*impairment*).

El valor recuperable de determinados activos no excede 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, como se describe en la nota 14.1.1.

5.3. Definición de las unidades generadoras de efectivo para los tests de deterioro del valor (*impairment*)

La definición de las unidades generadoras de efectivo - UGEs implica juicios y evaluación por parte de la Administración, con base en su modelo de negocio y gestión. Cambios en las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) identificadas por la Compañía pueden resultar en pérdidas o reversiones adicionales del deterioro de valor de los activos. Tales cambios pueden ocurrir con base en revisión de factores de inversiones, estratégicos u operacionales que pueden resultar en cambios en las interdependencias entre activos y, consecuentemente, en la agregación o desagregación de activos que pertenecían a determinadas UGEs. Las definiciones adoptadas fueron 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 explotación 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. A 31 de diciembre de 2017, los campos de Guriatã y Guriatã Sul fueron considerados una misma UGE, el polo Guriatã, una vez que ambos campos comparten el mismo depósito, lo mismo ocurrió con los campos Canário da Terra y Canário da Terra Sul, que formaron el polo Canário da Terra. Con eso, en 31 de diciembre de 2017, el área de Exploración y Producción tenía 40 áreas tratadas en forma de polos y que engloban 179 campos. Adicionalmente, el 30 de noviembre de 2017, la Compañía presentó a la ANP la declaración de comercialidad del campo de Mero, considerado como una UGE al 31 de diciembre de 2017.

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

b) UGEs del área de Abastecimiento:

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;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

- 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 Petroquímica: comprendía los activos de las plantas petroquímicas de las empresas Petroquímica Suape y Citepe. En diciembre de 2016, los activos dejaron de componer una UGE y fueron reclasificados para el activo no corriente mantenido para la venta, en función de la aprobación de la venta de los activos de esas dos empresas por la Compañía;
 - v) UGE Transporte: la unidad generadora de efectivo de ese segmento es definida por los activos de la flota de buques de Transpetro. En diciembre de 2017, la Administración de Transpetro decidió por la hibernación por tiempo indefinido de tres buques en construcción de la clase PANAMAX (EI-512, EI-513 e EI-514) y, como consecuencia, estos activos dejaron de pertenecer a la UGE Transporte, y tuvieron sus valores recuperables probados aisladamente;
 - vi) UGE Trenes-Hidrovi a: comprende el conjunto de embarcaciones (trenes) en construcción del proyecto Hidrovi a (transporte de etanol a lo largo del Río Tiet ). En 2016, fueron removidos de la UGE Transportes en función de la postergación del proyecto por un extenso período de tiempo;
 - vii) UGE SIX - planta de procesamiento de esquisto; y
 - viii) Otras UGES: comprenden 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), unidades de procesamiento de gas natural (UPGN) y conjunto de activos de fertilizantes y nitrogenados (plantas industriales). Considerando la baja probabilidad de éxito en la venta de determinadas plantas de fertilizantes y la decisión de la Administración de dar continuidad al posicionamiento estratégico definido en el Plan de Negocios y Gestión 2018-2022 aprobado en diciembre de 2017 de salir de ese negocio, todas las plantas que aún formaban parte de la UGE Gas Natural fueron retiradas y pasaron tener sus recuperabilidades probadas aisladamente;
 - ii) UGE Unidad 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) Otras UGES: comprenden 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; y

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

- ii. UGE del Quixadá: comprende los 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*), 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 el futuro de la curva 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 22.

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 30.

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

La Compañía tiene obligaciones legales de remover equipos y restaurar áreas terrestres o marítimas, al término de las operaciones en los emplazamientos de producción. Las obligaciones más significativas de retiro de activos están relacionadas con la remoción y descarte de las instalaciones en alta mar (*offshore*) de producción de petróleo y gas natural en Brasil y en el exterior. Las estimativas de costos de futuras remociones y recuperaciones ambientales son realizadas con base en las informaciones actuales sobre costos y 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 restauración, y de los criterios a ser atendidos en el exacto momento de la remoción y restauración; 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 usa 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 sistema 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 21.5.

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 33.2.

5.9. Bajas de gastos adicionales capitalizados indebidamente

Como se describe en la nota explicativa 3, la Compañía 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Para dar cuenta de estos ajustes, la Compañía desarrolló una metodología que se describe en la nota explicativa 3. Petrobras admite la incertidumbre involucrada en esa metodología de estimación y continuará monitoreando los resultados de las investigaciones en curso y de la disponibilidad de otras informaciones relacionadas con el esquema de pagos indebidos y, si se tornar disponible información fidedigna que indique con suficiente precisión que las estimaciones que la Compañía utilizó deberían ser ajustadas, la Compañía evaluará si el ajuste es material y, caso sea, lo reconocerá.

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 con cuentas incobrables

Las pérdidas referentes a créditos de liquidación dudosa se constituyen considerando evidencias objetivas de pérdidas que, entre otras, incluyen: casos de dificultades financieras significativas del emisor o obligado, inclusive de sectores específicos, cobro judicial, bancarrota o recuperación judicial. Más información sobre pérdidas con cuentas incobrables se presentan en la nota explicativa 8.

6. Nuevas normas e interpretaciones

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 2017 son las siguientes:

6.1. IASB – International Accounting Standards Board

NIIF 9 - Instrumentos financieros

A partir del primer de enero de 2018, entró en vigor el pronunciamiento *International Financial Reporting Standard 9 - Financial Instruments* (NIIF 9), emitido por el IASB en lugar del pronunciamiento IAS 39 - *Financial Instruments: Recognition and Measurement*.

El 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.

Conforme a lo permitido por la NIIF 9, la Compañía no pretende volver a presentar los períodos anteriores en relación con: clasificación y valoración de activos financieros, pérdida por reducción al valor recuperable de activos financieros y modificaciones en términos de activos y pasivos financieros. Las diferencias en los valores contables de activos financieros y pasivos financieros resultantes de la adopción de la NIIF 9 se reconocerán en las ganancias acumuladas el primer de enero de 2018. Los nuevos requerimientos de contabilidad de *hedge* generalmente deben aplicarse de forma prospectiva.

El primer de enero de 2018, los cambios introducidos por el NIIF 9 en cuanto a la clasificación y medición de los activos financieros, la medición y el reconocimiento de la pérdida por reducción al valor recuperable de los activos financieros y las modificaciones en términos de activos y pasivos financieros no afectaron materialmente el Patrimonio Neto de la Compañía.

A continuación se presentan cada uno de los principales cambios traídos con los requerimientos de la NIIF 9.

Clasificación y valoración de activos y pasivos financieros

La NIIF 9 establece un nuevo modelo para la clasificación de activos financieros, basado en las características de los flujos de efectivo contractual y en el modelo de negocio para gestionar el activo.

Modificación de flujo de efectivo contractual de activos y pasivos financieros

La NIIF 9 establece que si un activo o pasivo financiero mensurado a coste amortizado tiene sus términos modificados y esa modificación no es sustancial, su saldo contable deberá reflejar el valor presente descontado de sus flujos de efectivo bajo los nuevos términos, utilizando la tasa de interés efectiva original.

Pérdida en el valor recuperable de activos financieros (*Impairment*)

El modelo establecido por la NIIF 9 para el reconocimiento de *impairment* se basa en las pérdidas de crédito esperadas, sustituyendo el modelo establecido por la NIC 39 que se basa en las pérdidas de crédito incurridas.

Para la medición de las pérdidas de crédito esperadas de las cuentas por cobrar de clientes de corto plazo, la Compañía optó por la adopción del expediente práctico de la matriz de provisiones por vencimientos.

Contabilidad de *hedge*

La NIIF 9 establece nuevos requerimientos de contabilidad de *hedge* que incluyen, entre otros, la prohibición de la discontinuación voluntaria de la contabilidad de *hedge*, cambios en la medición de la efectividad del *hedge*, haciendo necesaria la consideración del valor del dinero en el tiempo, y la expansión de los requerimientos de divulgación.

Las relaciones de *hedge* de flujo de efectivo de las exportaciones futuras altamente probables a efectos de la NIC 39 pueden ser consideradas como relaciones de protecciones con base en la NIIF 9, ya que también se califican para la contabilización de *hedge* de acuerdo con el nuevo pronunciamiento.

La NIIF 9 no altera los principios generales para la contabilización del *hedge* de flujo de efectivo.

NIIF 15 - Ingresos por contrato con los clientes

A partir del primer de enero de 2018, entró en vigor el pronunciamiento *International Financial Reporting Standard 15 - Revenue from Contracts with Customers* (NIIF 15). Este pronunciamiento emitido por el IASB sustituye una serie de pronunciamientos e interpretaciones, incluido el pronunciamiento NIC 18 - *Revenue*.

El objetivo de la NIIF 15 es establecer los principios que deben aplicarse para que se presenten informaciones útiles a los usuarios de estados financieros sobre la naturaleza, el valor, la época y la incertidumbre de ingresos y flujos de efectivo provenientes de contrato con cliente, lo que incluye mayores requerimientos de divulgación. Este pronunciamiento debe aplicarse a todos los contratos con clientes, excepto cuando la transacción implica intercambios no monetarios entre entidades en la misma línea de negocio para facilitar ventas a clientes o clientes potenciales, o cuando la transacción está en el ámbito de otro pronunciamiento.

Los requerimientos de la NIIF 15 establecen un enfoque global para determinar cuándo (o en qué medida) y por qué se deben reconocer los ingresos de los contratos con los clientes. Específicamente el nuevo pronunciamiento trae un modelo compuesto por los cinco pasos siguientes: 1) identificación del contrato con el cliente; 2) identificación de las obligaciones de rendimiento; 3) determinación del precio de la transacción; 4) la asignación del precio a las obligaciones de rendimiento; 5) reconocimiento cuando (o mientras) se cumple la obligación de rendimiento. Una obligación de rendimiento se considera satisfecha cuando (o a medida que) el cliente obtiene el control sobre el bien o servicio prometido.

Conforme a lo previsto en las disposiciones transitorias de la NIIF 15, una entidad deberá aplicar el pronunciamiento: (i) retrospectivamente, a cada período anterior conforme a la NIC 8 y sujeto a determinados expedientes prácticos o, ii) retrospectivamente, con los efectos acumulativos de la aplicación inicial del pronunciamiento reconocidos en la fecha de su aplicación inicial. La Compañía pretende aplicar el segundo enfoque a partir del primer de enero de 2018, y no se han identificado efectos acumulativos a ser reconocidos en esa fecha.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Los principales cambios en las prácticas contables de la Compañía, en función de la adopción de la NIIF 15, alteraron sólo la forma en que ciertos ingresos de contratos con clientes se presentaban en la cuenta de resultados, y no afectaron la ganancia neta de la Compañía. En 2017, esta reclasificación sería equivalente a una reducción del 1,7% de los ingresos. Estos cambios se presentan a continuación:

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 presenta por separado los ingresos de esas ventas, el costo del producto vendido y los gastos de ventas. Sin embargo, según los requerimientos contenidos en la NIIF 15, la Compañía actúa como agente, 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 seguirán siendo presentados en la misma línea en el estado de resultados, 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 considera como ingresos de penalidades, presentados en la línea de "Otros gastos netos" en el estado de resultados, los ingresos provenientes de derechos no ejercidos por clientes en ciertos contratos de *take or pay* y *ship or pay*. Sin embargo, según los requerimientos de la NIIF 15, los ingresos procedentes de derechos no ejercidos por clientes deben considerarse como ingresos de ventas y se presentarán como tales a partir del primer de enero de 2018.

CINIIF 22 - *Foreign Currency Transactions and Advance Consideration*

A partir del primer de enero de 2018, entró en vigor la interpretación técnica CINIIF Interpretation 22 - *Foreign Currency Transactions and Advance Consideration* (CINIIF 22), emitido por el IASB.

El CINIIF 22 se aplica a la transacción en moneda extranjera (o parte de ella) que resulta en el reconocimiento de activo no monetario o pasivo no monetario, resultante de pago o recibo anticipado (adelanto), antes de que sea reconocido el activo, el gasto o los ingresos en relación con el adelanto. El CINIIF 22 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 el adelanto es el mismo utilizado en el reconocimiento inicial del adelanto.

Conforme a lo previsto en las disposiciones transitorias del CINIIF 22, la Compañía aplicará los requerimientos prospectivamente a partir de su entrada en vigor. La Compañía no identificó impactos materiales en la adopción de la CINIIF 22.

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. Este pronunciamiento deberá aplicarse a todos los contratos de arrendamiento mercantil, excepto:

- Arrendamientos para explotar o utilizar minerales, petróleo, gas natural y recursos no renovables similares;
- Arrendamientos de activos biológicos dentro del alcance de la NIC 41 - *Agriculture* mantenidos por arrendatario;
- Acuerdos de concesión de servicio dentro del alcance de la CINIIF 12 - *Service Concession Arrangements*;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

- Licencias de propiedad intelectual concedidas por arrendador dentro del alcance de la NIIF 15; y
- Derechos retenidos por arrendatario previstos en contratos de licencias dentro del alcance de la NIC 38 - *Intangible Assets* para artículos como: películas, grabaciones de vídeo, reproducciones, manuscritos, patentes y derechos de autor.

Entre los cambios para los arrendatarios, la NIIF 16 eliminará la clasificación entre arrendamientos financieros y operativos, requerida por la NIC 17. Así, habrá un único modelo en el que todos los arrendamientos resultarán en el reconocimiento de activos referentes a los derechos de uso de los activos arrendados. Si los pagos previstos en los arrendamientos fueren debidos a lo largo del tiempo, también deberán ser reconocidos pasivos financieros. En consecuencia, la Compañía espera que se produzca un aumento en los saldos de sus activos y pasivos totales, en la adopción inicial de la NIIF 16.

A partir de la adopción inicial de la NIIF 16, la Compañía dejará de reconocer gastos operativos provenientes de contratos de arrendamiento operativo y pasará a reconocer en su demostración de resultados: (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 (si procede) calculados sobre la base de los pasivos financieros de los contratos de arrendamiento. El gasto financiero podrá ser objeto de capitalización, según lo previsto en el NIC 23 - *Borrowing Costs*, y la diferencia de cambio podrá ser parcial o totalmente diferida en el patrimonio neto, si los pasivos financieros se designan como instrumentos de *hedge*, según lo previsto en la NIIF 9.

Para los arrendadores, NIIF 16 mantendrá la clasificación como arrendamientos financieros u operativos, como requiere la NIC 17. En consecuencia, la NIIF 16 no deberá cambiar sustancialmente la forma como se contabilizan los arrendamientos por los arrendadores, en comparación con la NIC 17.

Para evaluar el efecto que los arrendamientos tienen sobre la posición financiera, el rendimiento financiero y los flujos de efectivo, así como su aplicación en los contratos existentes, la Compañía inició un proyecto de implementación de esta NIIF. En la actual etapa del proyecto, aún no es posible determinar los efectos cuantitativos de la adopción de ese pronunciamiento. Estas evaluaciones, cuando razonablemente estimadas, pueden implicar en la necesidad de la Compañía negociar, en determinados contratos de deuda con BNDES y otras instituciones financieras, cláusulas relacionadas al nivel de endeudamiento (covenants).

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 2017, así como los NIIF equivalentes:

Pronunciamiento o interpretación del CNC	NIIF equivalente	Fecha de vigencia
CNC 47 - Ingreso de contrato con el cliente	NIIF 15 - <i>Revenue from Contracts with Customers</i>	Primer de enero de 2018
CNC 48 - Instrumentos Financieros	NIIF 9 - <i>Financial Instruments</i>	Primer de enero de 2018
ICNC 21 - Transacción en moneda extranjera y adelantos	CINIIF 22 - <i>Foreign Currency Transactions and Advance Consideration</i>	Primer de enero de 2018
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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

7. Efectivo y equivalentes al efectivo e inversiones financieras

7.1. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Efectivo y bancos	5.193	1.926	8	17
Inversiones financieras de corto plazo				
- En Brasil				
Fondos de inversión DI y transacciones comprometidas	3.889	3.845	1.050	849
Otros fondos de inversión	57	427	10	1
	3.946	4.272	1.060	850
- En el Exterior				
Time deposits	20.632	10.053	-	-
Auto Invest y cuentas remuneradas	37.337	31.875	237	5.400
Títulos del tesoro estadounidense	-	17.004	-	-
Otras inversiones	7.386	3.978	-	-
	65.355	62.910	237	5.400
Total de las inversiones financieras de corto plazo	69.301	67.182	1.297	6.250
Total de efectivo y equivalentes al efectivo	74.494	69.108	1.305	6.267

Las principales aplicaciones de efectivo en 2017 fueron para el cumplimiento del servicio de la deuda, incluyendo prepagos, en el total de R\$ 137.386, además de financiamiento de las inversiones en las áreas de negocio por el monto de R\$ 43.614. Estas aplicaciones fueron sustancialmente proporcionadas por una generación de efectivo operacional de R\$ 86.467, captaciones de R\$ 86.467 y recibos por la venta de activos y de participaciones de R\$ 14.813.

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.

7.2. Inversiones financieras

	31.12.2017			Consolidado		Controladora	
	En Brasil	En el exterior	Total	En Brasil	Total	Total	
Para negociación	3.531	-	3.531	2.556	3.531	2.487	
Disponibles para la venta	505	2.015	2.520	1	42	1	
Mantenidos hasta el vencimiento	397	-	397	292	162	285	
Total	4.433	2.015	6.448	2.849	3.735	2.773	
Corriente	4.222	2.015	6.237	2.556	3.531	2.487	
No corriente	211	-	211	293	204	286	

Los títulos para negociación se refieren principalmente a inversiones en títulos públicos federales brasileños. Estas inversiones financieras tienen vencimientos de más de tres meses y, en su mayoría, se clasifican como activos corrientes debido a la expectativa de su realización o vencimiento en el corto plazo.

Los títulos clasificados como disponibles para la venta se refieren básicamente, en el país, al monto equivalente a 24 millones de acciones ordinarias emitidas por São Martinho en sustitución y en la proporción de las acciones que Petrobras Biocombustível SA (PBIO) poseía en la Nueva Frontera, con base en la nota explicativa 10.3 y en el exterior, se refieren a títulos del tesoro británico (GBP 475 millones) con vencimiento en marzo de 2018.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

8. Cuentas por cobrar

8.1. Cuentas por cobrar, netas

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Terceros	23.138	19.972	9.898	7.585
Partes relacionadas				
Cuentas por cobrar con empresas participadas (nota 19.7)	1.752	1.809	14.874	20.304
Inversiones en el Fondo de Inversión en Derechos Crediticios (nota 19.4)	-	-	14.222	11.301
Cuentas por cobrar del sector eléctrico (nota 8.4) (*)	17.362	16.042	13.467	5.995
Cuentas petróleo y alcohol - créditos con el Gobierno Brasileño (nota 19.8)	829	875	829	875
Arrendamiento mercantil financiero	1.818	3.986	-	-
Cobros por desinversión en Nova Transportadora do Sudeste (nota 10.1)	2.885	-	2.885	-
Otras	5.449	5.373	2.109	2.951
	53.233	48.057	58.284	49.011
Pérdidas en cuentas incobrables	(19.667)	(17.682)	(8.834)	(7.676)
Total	33.566	30.375	49.450	41.335
Corriente	16.446	15.543	34.239	31.073
No corriente	17.120	14.832	15.211	10.262

(*) Incluye el valor de R\$ 795 el 31 de diciembre de 2017 (R\$ 817 el 31 de diciembre de 2016) referente al arrendamiento mercantil financiero a recibir con empresa AME. El aumento del saldo de la controladora se debe a la reestructuración de la BR Distribuidora conforme la nota explicativa 10.3.

8.2. Cuentas por cobrar vencidas – Clientes Terceros

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Hasta 3 meses	1.972	1.313	1.465	609
De 3 a 6 meses	171	218	101	90
De 6 a 12 meses	275	1.339	146	412
Más de 12 meses	11.819	8.637	4.540	4.332
Total	14.237	11.507	6.252	5.443

8.3. Movimiento de las pérdidas en cuentas incobrables

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Saldo inicial	17.682	14.274	7.676	6.514
Adiciones	2.697	4.532	1.384	1.400
Bajas	(349)	(28)	(147)	-
Reversiones	(428)	(595)	(79)	(238)
Ajustes por diferencias de cambio	65	(501)	-	-
Saldo final	19.667	17.682	8.834	7.676
Corriente	6.842	6.551	4.632	4.414
No corriente	12.825	11.131	4.202	3.262

A partir del primer de enero de 2018, el reconocimiento de la provisión se basará en las pérdidas de crédito esperadas (NIIF 9) y no más en el modelo que se basa en las pérdidas de crédito incurridas (NIC 39), según la nota explicativa 6.

8.3.1. Provisión de cuentas por cobrar - Sonda Vitória 10.000

El 22 de mayo de 2017, Drill Ship International BV - DSI BV, controlada del PIB BV, rescindió el contrato de arrendamiento financiero del buque sonda Vitória 10.000 celebrado con Deep Black Drilling LLP - DBD, empresa integrante del sector Grupo Schahin. El 19 de julio de 2017, se publicó una decisión judicial que reconoció esta rescisión. En la misma fecha, Schahin interpuso un recurso requiriendo la concesión de efecto suspensivo, el cual fue rechazado por medio de una decisión publicada el 28 de julio de 2017.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Considerando esta situación, donde hubo la rescisión del contrato de arrendamiento financiero y se configuró para fines legales el derecho de reanudación del buque sonda por la DSI, la Compañía evaluó el valor en uso del buque sonda, basándose en la proyección de los flujos de caja oriundos del uso de éste activo en proyectos en el Sistema Petrobras, en comparación a las cuentas a cobrar relativas al contrato de arrendamiento financiero el 30 de junio de 2017. De esta forma, se reconoció una pérdida de R\$ 818 registrada en otros gastos netos en el segundo trimestre de 2017.

En 9 de agosto de 2017, se adoptaron medidas para restablecer la posesión del buque sonda, lo que efectivamente ocurrió el 16 de agosto de 2017. Como resultado, la Compañía dejó de reconocer las cuentas por cobrar relativas al arrendamiento financiero y reconoció el buque sonda como un equipo en Propiedad, Planta y Equipo, por un monto de R\$ 1.224, y una pérdida adicional de R\$ 76, referente al complemento de la facturación del contrato de arrendamiento financiero y el cobro de multa contractual hasta la reanudación del buque sonda que fue reconocida en el tercer trimestre de 2017.

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

	31.12.2016	Ventas	Recibos	Transferencias (*)	Bajas	Constitución, neta de reversión	Actualización Monetaria	Consolidado 31.12.2017
Partes relacionadas (Sistema Eletrobras)								
Eletrobras Distribuição Amazonas - AME-D	8.065	789	(1.752)	1.300	-	(889)	967	8.480
Centrais Elétricas de Rondônia - CERON	1.201	-	(68)	-	-	-	111	1.244
Otros	313	151	(160)	-	(55)	80	37	366
Subtotal	9.579	940	(1.980)	1.300	(55)	(809)	1.115	10.090
Terceros								
Cia de Gás do Amazonas - Cigás	468	2.533	(1.251)	(1.300)	-	(8)	25	467
Centrais Elétricas do Pará - Celpa	-	336	(413)	-	(25)	111	-	9
Otros	15	670	(627)	-	(61)	25	6	28
Subtotal	483	3.539	(2.291)	(1.300)	(86)	128	31	504
Cuentas por cobrar, netas	10.062	4.479	(4.271)	-	(141)	(681)	1.146	10.594
Cuentas por cobrar - Sistema Eletrobras								
(-) Pérdidas con cuentas incobrables	(6.463)	-	-	-	-	(809)	-	(7.272)
Subtotal	9.579	940	(1.980)	1.300	(55)	(809)	1.115	10.090
Cuentas por cobrar - Terceros								
(-) Pérdidas con cuentas incobrables	(1.200)	-	-	-	-	128	-	(1.072)
Subtotal	483	3.539	(2.291)	(1.300)	(86)	128	31	504
Total de cuentas por cobrar	17.725	4.479	(4.271)	-	(141)	-	1.146	18.938
(-) Pérdidas con cuentas incobrables	(7.663)	-	-	-	-	(681)	-	(8.344)
Cuentas por cobrar, netas	10.062	4.479	(4.271)	-	(141)	(681)	1.146	10.594

(*) Transferencia de cuentas por cobrar vencidas de Cigás para AME-D, conforme previsto en el contrato comercial de compra y venta de gas natural (contratos upstream y downstream) entre Petrobras, Cigás y AME-D.

El Sistema Petrobras suministra aceite combustible y gas natural, entre otros productos, a centrales termoeléctricas (subsidiarias de Eletrobras), concesionarias estatales y productores independientes de energía (PIE) que componen el Sistema Aislado de energía en la región norte del país (Aislados y Manaus). Este sistema corresponde al servicio público de distribución de electricidad que, en su configuración normal, no está aún en condiciones de tener la totalidad de su demanda de energía eléctrica atendida por el *Sistema Interligado Nacional (SIN)*.

El costo del suministro de combustibles licuados y gas natural para los Sistemas Aislados y Manaus compone el costo total de generación de esos sistemas que es sólo parcialmente pagado por los consumidores locales (hasta el límite del costo promedio de la potencia y energía comercializadas en el Ambiente de Contratación Regulada), siendo la mayor parte reembolsada por la de la CCC (*Conta de Consumo de Combustíveis*), que compone el Fondo sectorial CDE (*Conta de Desenvolvimento Energético*).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Los marcos legales de la CCC y del Fondo CDE pasaron por algunas alteraciones en los últimos años, mereciendo destaque la MP 579/2012, posteriormente convertida en la Ley nº 12.783/2013 y la MP 735/2016, convertida en la Ley 13.360/2016.

Estos cambios legales en conjunto con los procesos fiscalizatorios de la ANEEL contra el gestor del Fondo y contra los beneficiarios de la CCC (concesionarios del grupo Eletrobras) causaron inestabilidades y reducciones en los reembolsos de la CCC a partir del año 2013, situación que generó deficiencia de efectivo en los concesionarios del grupo Eletrobras, que a su vez pasaron a efectuar pagos menores que aquellos debidos al Sistema Petrobras por el suministro de combustibles licuados y gas natural para generación de energía eléctrica, aumentando sus incumplimientos, notadamente de la concesionaria Eletrobras Distribuição Amazonas (AME-D).

Para regularizar esa situación, la Compañía intensificó las negociaciones con empresas de servicios públicos estatales, *Produtores Independentes de Energia* - PIE, empresas privadas y subsidiarias de Eletrobras, y el 31 de diciembre de 2014, fueron firmados contratos de reconocimiento de deuda por el monto de R\$ 8.601, incluyendo las deudas vencidas hasta el 30 de noviembre de 2014, actualizadas por la tasa SELIC, para pagos hechos en 120 cuotas mensuales y sucesivas a partir de febrero de 2015, de los cuales R\$ 7.380 tenían garantía real por pignoración de créditos de la *Conta de Desenvolvimento Energético* (CDE).

La amortización de la deuda establecida en los CCDs ocurre en dos etapas, siendo la primera con amortización del 15% del valor repactado, en los primeros 36 meses, y el 85% restante en 84 parcelas que empiezan a vencer a partir de enero de 2018. Así, se espera a partir de 2018 una reducción progresiva de cuentas por cobrar del sector eléctrico, lo que no ocurrió hasta el 31 de diciembre de 2017 en función de la característica del flujo de amortización acordado. El Grupo Eletrobras ha cumplido con los pagos de los CCD firmados en 2014 aunque con retrasos intermitentes.

Considerando principalmente la reestructuración del Sector y los efectos previstos en la Resolución Normativa nº 679/15 publicada por la *Agência Nacional de Energia Elétrica* (ANEEL), se esperaba una reducción del incumplimiento, que sin embargo no ocurrió.

Así, la Compañía viene adoptando medidas para reducir el referido incumplimiento, con destaque para:

- cobro judicial de créditos incumplidos por las empresas del Sistema Eletrobras, por el suministro de gas natural, aceite combustible y otros combustibles licuados;
- suspensión de suministro de aceite combustible y otros combustibles licuados a plazo; y
- inscripción por BR Distribuidora de controladas de Eletrobras en el *Cadastro de Informativo de Créditos não Quitados do Setor Público Federal* (CADIN); y
- inscripción por Petrobras de AME en el registro de incumplimientos de la ANEEL en el período de abril de 2016 a mayo de 2017. A partir de mayo de 2017, la ANEEL excluyó tal débito del registro, con el argumento de que la compra de combustible no configura deuda intrasectorial, lo que fue contestado administrativamente por Petrobras junto al Regulador, que a su vez rechazó el pedido de Petrobras.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, la Compañía reconoció pérdidas en cuentas incobrables de R\$ 681 (constitución de R\$ 1.242 al 31 de diciembre de 2016), neta de reversión, principalmente en función de incumplimientos parciales relativos al suministro de gas natural, parcialmente compensadas por los recibos de valores vencidos de CELPA.

Además, negociaciones entre la Compañía y Eletrobras se encuentran en curso para solución de la deuda con el Sistema Eletrobras. Petrobras está en evaluación de eventuales impactos generados de la 170ª Asamblea General de Extraordinaria de Eletrobras de 8 de febrero de 2018, que abordó temas como desverticalización del segmento y la privatización de distribuidoras controladas.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

9. Inventarios

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Aceite crudo	12.065	11.485	10.197	9.961
Derivados del petróleo	9.309	8.634	7.347	7.091
Productos intermedios	2.027	2.281	2.027	2.281
Gas natural y GNL (*)	222	435	66	310
Biocombustibles	572	686	64	74
Fertilizantes	83	85	80	66
Total de productos	24.278	23.606	19.781	19.783
Materiales, suministros y otros	3.803	4.053	3.384	3.755
Total	28.081	27.659	23.165	23.538
Corriente	28.081	27.622	23.165	23.500
No corriente	-	37	-	38

(*) GNL - Gas Natural Licuado

Los inventarios consolidados se presentan netos de provisión, para el ajuste a su valor neto de realización, por el monto de R\$ 4 (R\$ 92 al 31 de diciembre de 2016), y estos ajustes se derivan principalmente de las fluctuaciones en los precios internacionales del aceite crudo y derivados. El monto acumulado de provisión reconocido en resultado del ejercicio como costo de ventas, fue de R\$ 211 (R\$ 1.320 en 31 de diciembre de 2016).

El 31 de diciembre de 2017, 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\$ 13.454 (R\$ 6.449 en 31 de diciembre de 2016), como se describe en la nota explicativa 22.1. El valor de esta garantía fue revisado y actualizado en el tercer trimestre de 2017 para reflejar el aumento de los compromisos actualizados en el TCF.

10. Venta de activos y otras reestructuraciones societarias

La Compañía tiene en vigor un plan de alianzas y desinversión y evalúa oportunidades de desinversiones en sus diversas áreas de actuación. La cartera de desinversiones es dinámica, pues el desarrollo de las transacciones depende de las condiciones negociables, legales y de mercado, pudiendo sufrir alteraciones en función del ambiente externo y del análisis continuo de sus negocios. El programa de alianzas y desinversiones es una iniciativa importante del Plan de Negocios y Gestión 2018-2022 (PNG 2018-2022) y para el bienio 2017-2018 la meta es alcanzar el valor de US\$ 21 mil millones, la cual permitirá, en conjunto con las demás iniciativas enumeradas del Plan, tener un indicador financiero (Deuda Neta/EBITDA Ajustado) declinante y convergente para 2,5 en diciembre de 2018.

El 7 de diciembre de 2016, el *Tribunal de Contas da União* - TCU hizo una medida cautelar impidiendo a Petrobras iniciar nuevos proyectos de desinversiones y concluir los proyectos en marcha, excepto para transacciones que estaban en fase final, hasta decisión de mérito sobre la sistemática para desinversiones de la Compañía.

La Compañía revisó su sistemática de desinversiones y, el 15 de marzo de 2017, el TCU revocó la referida cautelar y autorizó a la Compañía a proseguir con su plan de desinversión de acuerdo con la metodología revisada.

En este sentido, el 30 de marzo de 2017, la Dirección Ejecutiva de la Compañía aprobó la construcción de su nueva cartera de desinversión, compuesta por proyectos que, desde el principio, siguen los procedimientos según sistemática de desinversiones revisada y aprobada por el TCU.

10.1. Ventas de activos

Venta de los activos de distribución en Chile

El 22 de julio de 2016, Petrobras firmó con Southern Cross Group el contrato de compra y venta (*Sale and Purchase Agreement* – SPA) del 100% de Petrobras Chile Distribución Ltda (PCD), del segmento de distribución, poseída a través de Petrobras Caribe Ltda.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

El 4 de enero de 2017, la venta de Petrobras Chile Distribución Ltda. ("PCD") fue finalizada, generando entrada de efectivo de US\$ 470 millones, de los cuales US\$ 90 millones derivaron de la distribución de dividendos neta de impuestos de la PCD, realizada el 9 de diciembre de 2016, y el monto remanente de US\$ 380 millones a través del pago por Southern Cross, generando una ganancia de R\$ 2 reconocida en otros gastos, netos, considerando *impairment* de R\$ 266 el 31 de diciembre de 2016.

Además, debido a esta operación, fue reclasificada al resultado, como otros gastos, netos, la pérdida de R\$ 248, derivada de la devaluación del peso chileno frente al dólar, acumulada desde la adquisición de la inversión y reconocida previamente en el patrimonio neto como ajuste por diferencias de cambio, con base en la nota 23.4.

Venta de participación del Nova Transportadora do Sudeste y reestructuraciones previstas

El 22 de septiembre de 2016, el Consejo de Administración de la Compañía aprobó la venta del 90% de las acciones de la Nova Transportadora del Sudeste (NTS), empresa del segmento de gas y energía, a Brookfield Infrastructure Partners (BIP) y sus subsidiarias, a través de un Fondo de Inversión en Participaciones (FIP), cuyos demás accionistas son British Columbia Investment Management Corporation (BCIMC), CIC Capital Corporation (subsidiaria integral de China Investment Corporation - CIC) y GIC Private Limited (GIC). La venta de las acciones ocurrió después de la reestructuración societaria en que la NTS pasó a concentrar los activos de transporte del Sudeste, excepto los activos del Espirito Santo.

La reestructuración societaria de la NTS contempló un aumento de capital realizado por la Transportadora Asociada de Gas S.A. (TAG) en el valor de R\$ 2.310, correspondiente a activos (netos) de transporte de gas del Sudeste. Posteriormente, TAG tuvo su capital reducido en R\$ 2.600 con la entrega de la totalidad de las acciones de NTS a Petrobras. Esta reestructuración no modificó las condiciones contractuales previstas en los contratos de transporte de gas relacionados con los activos involucrados en la transacción.

El 4 de abril de 2017, después del cumplimiento de todas las condiciones precedentes y ajustes previstos en el acuerdo de compra y venta, la transacción se completó por US\$ 5,08 mil millones, con el recibo, en esa fecha, de US\$ 4,23 mil millones, que consiste en US\$ 2,59 mil millones por la venta de las acciones, los cuales US\$ 109 millones fueron destinados a una *Escrow Account* como garantía para el pago de gastos con remediaciones de ductos, y US\$ 1,64 mil millones en relación con las obligaciones convertibles en acciones emitidas por NTS, con vencimiento en 10 años, para reemplazar la deuda con Petrobras Global Trading BV ("PGT"). El restante, relacionado con la venta de acciones en el monto de US\$ 850 millones, se pagará en el quinto año, con interés anual a una tasa fija, conforme a lo dispuesto en el acuerdo de compra y venta.

En la fecha de conclusión de la operación, fue generada una ganancia de R\$ 6.977, incluyendo la ganancia en la remediación a valor razonable de la parte de participación accionaria remanente (10%), en el valor de R\$ 698, reconocido en otros gastos, netos.

El 10 de octubre de 2017, hubo pago del ajuste de precio final en el valor de R\$ 63, conforme previsto contractualmente, totalizando una ganancia en la operación de R\$ 7.040.

Venta de Guarani

El 28 de diciembre de 2016, Petrobras Biocombustível S.A. (P BIO) vendió la totalidad de su participación en Guarani S.A., empresa del segmento del biocombustible, correspondiente a 45,97% de su capital, para Tereos Participations S.A., empresa del grupo francés Tereos.

El 3 de febrero de 2017, la operación de venta se ha completado con el pago de US\$ 203 millones por Tereos Participations S.A., después de la finalización de todas las condiciones del contrato. En 2016, se registraron pérdidas referentes a la inversión en Guarani de R\$ 578.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Además, debido a esta operación, se reclasificó a resultado, como otros gastos netos, una ganancia de R\$ 132, derivada de la apreciación cambial del metical del Mozambique frente al real, acumulada desde la adquisición de la inversión y reconocida previamente en el patrimonio neto como ajuste por diferencias de cambio, de acuerdo con la nota 23.4, compensado por la reclasificación del saldo de R\$ 69 relacionado al *hedge* de flujo de efectivo.

Aprobación de la 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 abastecimiento, para la Companhia Ultragas SA, 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 30 de junio de 2017, la Superintendencia General (SG) del CADE publicó un despacho declarando complejo el Acta de Concentración y determinó diligencias adicionales a ser ejecutadas. El 28 de agosto de 2017, se concluyó la fase de análisis de la operación por la referida SG, donde se presentaron preocupaciones competitivas en esa operación, por lo que la SG sometió su recomendación de reprobación de dicha operación al Tribunal del CADE.

En este sentido, teniendo en cuenta la necesidad de cumplimiento de condiciones anteriores, incluyendo la aprobación por el CADE, los activos y pasivos correspondientes objetos de la transacción se mantuvieron clasificados como mantenidos para la venta a 31 de diciembre de 2017.

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 Ultragas S.A. Esta decisión constituye una hipótesis de rescisión del contrato de compra y venta de Liquigás, aplicándose a la Compañía Ultragas S.A. multa, en favor de Petrobras, por el valor total de R\$ 286, debido 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.

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 abastecimiento, 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.

El 21 de febrero de 2017, la operación fue aprobada por el Consejo de Administración del Grupo Alfa y en 27 de marzo de 2017 en la Asamblea General Extraordinaria de Petrobras.

La *Superintendência-Geral* (SG) del CADE analizó el proceso y el 10 de octubre de 2017 publicó despacho declarando complejo el Acta de Concentración, determinando la realización de algunas diligencias. El 15 de diciembre de 2017, la SG concluyó el dictamen sobre la operación, recomendando al Tribunal del CADE su aprobación, condicionada a la celebración de un *Acordo em Controle de Concentrações* - ACC.

En 31 de diciembre de 2017, considerando la necesidad de cumplimiento de condiciones precedentes usuales, incluyendo la aprobación del CADE, los activos y pasivos correspondientes objetos de esa transacción continúan clasificados como mantenidos para la venta.

El 7 de febrero de 2018, el CADE aprobó la operación de enajenación de PetroquímicaSuape y de Citepe para la empresa Alpek. Además de esta aprobación, la conclusión de la transacción todavía está sujeta al cumplimiento de otras condiciones precedentes usuales.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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 Rômulo 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 en efectivo por los activos y servicios, sujeto a ajuste de precio, además de pagos contingentes en el valor de US\$ 150 millones, asociados al volumen producido en el campo de Lapa. 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.

En 31 de diciembre de 2017, las conclusiones de las operaciones estaban sujetas a las aprobaciones de las autoridades regulatorias pertinentes y al potencial ejercicio de derecho de preferencia de los actuales socios en el área de lara, así como otras condiciones precedentes. Así, los activos y pasivos correspondientes objetos de esa transacción han permanecido clasificados como mantenidos para la venta.

El 15 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 estas transacciones totaliza US\$ 1,95 mil millones, incluyendo ajustes de precio al cierre de la operación. Este valor no contempla la línea de crédito y los pagos contingentes.

La conclusión de la asociación en Termobahia sigue sujeta a las aprobaciones de los órganos reguladores competentes y al cumplimiento de condiciones precedentes usuales.

Oferta pública de acciones de Petrobras Distribuidora (BR)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

El Consejo de Administración de Petrobras, en reunión del 11 de julio de 2017, aprobó la apertura de capital de BR por medio de una oferta pública secundaria de acciones ordinarias, con la pretensión de adherirse, durante ese proceso al segmento especial del mercado de acciones de la B3, denominado Nuevo Mercado, nivel más alto de gobernanza corporativa.

En función de este nuevo escenario, el 5 de septiembre de 2017, la Asamblea General de Accionistas (AGE) de la BR aprobó la reforma de su Estatuto Social, considerando las exigencias de la Ley n° 13.303/2016 y del Decreto 8.945/2016, además de contemplar las reglas legales relativas a las compañías abiertas y al reglamento del Nuevo Mercado.

Con ello, Petrobras protocoló, junto a la *Comissão de Valores Mobiliários* (CVM), la solicitud de registro de compañía abierta a la BR, así como la solicitud de registro de distribución pública secundaria de acciones ordinarias de emisión de la BR. Además, se solicitó a B3 la adhesión de la BR al Nuevo Mercado.

El 14 de diciembre de 2017, CVM aprobó el registro de la oferta pública de distribución secundaria de acciones de la BR ("Oferta") que se realizó en Brasil, en mercado extrabursátil no organizado, en los términos de la Instrucción CVM n° 400, de 29 de diciembre de 2003, y demás disposiciones legales y reglamentarias aplicables.

El prospecto definitivo de la oferta involucró la enajenación de 291.250.000 acciones ordinarias ("Lote Base"), por el precio de R\$ 15,00 (quince reales) por acción, totalizando un monto de R\$ 4.368, con la posibilidad de acrecimiento de un lote suplementario de 43.687.500 acciones, en las mismas condiciones y los mismos precios de emisión inicialmente ofertados ("Lote Suplementario").

El 22 de diciembre de 2017, la Oferta se cerró con la distribución secundaria de 334.937.500 acciones ordinarias, incluyendo las acciones del Lote Suplementario, totalizando un total de R\$ 5.023, equivalente al 28,75% del capital de BR. Considerando el costo contable de la inversión proporcional al porcentaje de acciones vendidas e los costos con la transacción, el resultado final para Petrobras fue de R\$ 2.399 (R\$ 1.597, neto de impuestos), que fue registrado en el patrimonio neto como contribución adicional al capital (APIC), una vez que Petrobras mantuvo el control de BR, de acuerdo con la nota 23.2.

	Lote		Total
	Lote Base	Suplementario	
% de participación vendido	25,00%	3,75%	28,75%
Cantidad de acciones	291.250.000	43.687.500	334.937.500
Valor de acciones con base en la oferta (en reales)	15,00	15,00	15,00
Valor de la oferta	4.368	655	5.023
Costo contable de la inversión	(2.180)	(327)	(2.507)
Costos con la transacción	(102)	(15)	(117)
Impacto Contable en el Patrimonio Neto	2.086	313	2.399

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.

La conclusión de esta operación está sujeta al cumplimiento de condiciones precedentes usuales, incluyendo la aprobación por la ANP. De esta forma, los activos y pasivos correspondientes objetos de esa transacción continúan clasificados como mantenidos para la venta a 31 de diciembre de 2017.

Asociación Estratégica entre Petrobras y Statoil

El 18 de diciembre de 2017, la Compañía y la empresa de la Noruega Statoil 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:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

- *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 Statoil;
- *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* – Statoil 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 Statoil la operadora de la zona.

La Asociación Estratégica tiene entre sus objetivos aprovechar la experiencia de Statoil 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 contingentes relacionados a 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, Statoil realizó un anticipo de US\$ 117,50 millones para esta adquisición. Los activos y pasivos referentes a esa transacción se clasificaron como mantenidos para la venta, resultando en el reconocimiento de pérdidas por impairment al 31 de diciembre de 2017, conforme nota explicativa 14.1. El 13 de marzo de 2018, el CADE aprobó sin restricciones el proceso de venta, permaneciendo aún la necesidad de cumplir las demás condiciones anteriores, incluyendo la aprobación de la ANP.

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:

					31.12.2017	Consolidado 31.12.2016
	E&P	Distribución	Abastecimient o	Gas & Energía	Total	Total
Activos clasificados como mantenidos para venta						
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	26	-	26	355
Cuentas por cobrar	4	-	536	-	540	667
Inventarios	-	-	423	-	423	560
Inversiones	-	-	17	-	17	1.233
Propiedad, planta y equipo	14.301	2	944	315	15.562	14.409
Otros	-	-	1.024	-	1.024	1.445
Total	14.305	2	2.970	315	17.592	18.669
Pasivos asociados a activos mantenidos para venta						
Proveedores	95	-	239	-	334	440
Financiaciones	-	-	-	-	-	45
Provisión para desmantelamiento de áreas	563	-	-	-	563	170
Otros	-	-	398	-	398	950
Total	658	-	637	-	1.295	1.605

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

El 31 de diciembre de 2017, los valores se refieren principalmente a los activos y pasivos transferidos por la aprobación de la venta de Liqueigás, PetroquímicaSuape y Citepe, cesión de derechos de las áreas de concesión denominadas Iara y Lapa y Térmicas Rômulo Almeida y Celso Furtado, 25% en el campo de Roncador y la totalidad en la participación en el campo de Azulão. A 31 de diciembre de 2016, los activos y pasivos transferidos después de la aprobación de venta también comprendían Petrobras Chile Distribución Ltda (PCD), Nova Transportadora do Sudeste, Guarani y Nova Fronteira.

10.3. Otras reestructuraciones societarias

Reestructuración de Petrobras Distribuidora (BR)

El 25 de agosto de 2017, el Consejo de Administración de Petrobras aprobó la reestructuración societaria de su subsidiaria Petrobras Distribuidora S.A. (BR), con la realización de las siguientes operaciones:

- Aporte de capital de Petrobras en la BR en el valor aproximado de R\$ 6.313, hizo en 31 de agosto de 2017 para el prepago de deudas contraídas anteriormente por la BR y garantizadas por Petrobras (nota 11.2); y
- Escisión parcial de la BR, con incorporación de la parcela escindida en la Downstream Participações Ltda. ("Downstream"), subsidiaria cuyo capital social pertenece íntegramente a Petrobras. La parcela escindida contempla los recibibles detenidos por la BR derivados de Contratos de Confissão de Dívida (CCDs) con el Sistema Eletrobras que poseen garantías reales y los recibibles con otras sociedades del Sistema Petrobras, en monto aproximado al del aporte arriba descrito. La parcela escindida fue incorporada por la Downstream el 31 de agosto de 2017.

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. (PBIO), del segmento de biocombustibles. El Acuerdo prevía que la participación del 49% detenida por PBIO 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 PBIO 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 títulos y valores mobiliarios disponibles para la venta, conforme nota explicativa 7.

El 27 de diciembre de 2017, se deliberó en la Asamblea General Extraordinaria de PBIO la autorización de la venta de las acciones de São Martinho en bloque de acciones (modalidad *block trade*).

El 16 de febrero de 2018, PBIO enajenó, por medio de subasta en B3, los 24.000.000 de acciones de São Martinho S.A., 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 S.A.. La liquidación de la operación tuvo lugar el 21 de febrero de 2018.

Incorporación de Downstream

El 7 de noviembre de 2017, la Asamblea General Extraordinaria de Petrobras aprobó la incorporación de Downstream Participações Ltda en Petrobras con su consiguiente extinción, sin aumento del capital social de Petrobras.

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

Como se presentó en la nota explicativa 10.1, entre otras transacciones en el ámbito del programa de alianzas y desinversiones, la Compañía realizó, en 2017, ventas de participaciones societarias que resultaron en pérdidas de control en ciertas subsidiarias. La siguiente tabla muestra los flujos de efectivo que se derivan de estas transacciones:

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

		Efectivo y equivalentes de efectivo de controladas con pérdida de control	Flujo de efectivo neto
	Valor recibido		
NTS	7.917	282	7.635
Petrobras Chile Distribución	1.556	328	1.228
Total	9.473	610	8.863

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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	89.713	8.202	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribución	71,25	71,25	8.826	1.151	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i) (ii)	Otros (iii)	100,00	100,00	27.116	(5.429)	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimiento	100,00	100,00	4.227	121	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	3.934	789	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gas & Energía	100,00	100,00	12.457	2.334	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gas & Energía	51,00	51,00	1.953	257	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Biocombustible	100,00	100,00	1.490	159	Brasil
Petrobras Logística de Gás - Logigás	Gas & Energía	100,00	100,00	621	312	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	Abastecimiento	100,00	100,00	971	106	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gas & Energía	100,00	100,00	175	(485)	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gas & Energía	100,00	100,00	86	(600)	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporativo	100,00	100,00	581	29	Islas Caimán
Breitener Energética S.A.	Gas & Energía	93,66	93,66	726	45	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	Abastecimiento	100,00	100,00	269	(177)	Brasil
Termobahia S.A.	Gas & Energía	98,85	98,85	614	61	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimiento	100,00	100,00	(9)	(84)	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gas & Energía	100,00	100,00	324	96	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gas & Energía	99,91	99,91	94	13	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,20	150	43	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	100,00	100,00	37	3	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gas & Energía	99,99	99,99	10	-	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo	100,00	100,00	1	-	Brasil
PDET Offshore S.A.	Corporativo	100,00	100,00	(169)	(171)	Brasil
Operaciones conjuntas						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimiento	50,00	50,00	256	69	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gas & Energía	50,00	50,00	187	39	Brasil
Negocios conjuntos						
Logum Logística S.A.	Abastecimiento	17,14	17,14	1.043	(150)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gas & Energía	40,00	40,00	129	7	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimiento	50,00	50,00	184	60	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimiento	33,20	33,20	179	106	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gas & Energía	20,00	20,00	84	5	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gas & Energía	30,00	30,00	87	2	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	Abastecimiento	34,54	34,54	28	5	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	49,00	49,00	44	5	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	49,00	49,00	42	4	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	49,00	49,00	40	3	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	51,00	51,00	39	3	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	Abastecimiento	45,00	45,00	(6)	(9)	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustible	50,00	50,00	-	-	Brasil
Asociadas						
Sete Brasil Participações S.A. (iv)	E&P	5,00	5,00	(22.460)	(258)	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	(1)	(2)	Brasil
Braskem S.A. (v)	Abastecimiento	36,20	47,03	7.779	3.697	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gas & Energía	20,00	20,00	522	(50)	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimiento	27,88	27,88	393	60	Brasil
Energética SUAPE II	Gas & Energía	20,00	20,00	324	122	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gas & Energía	20,00	20,00	109	1	Brasil
Nitroclor Ltda.	Abastecimiento	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	3.943	1.381	Brasil

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

(ii) Participación del 0,0034% de 5283 Participações Ltda.

(iii) Actuación internacional en Exploración y Producción, Abastecimiento, Gas & Energía y Distribución.

(iv) 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 registrada.

(v) Información relativa a 30 de septiembre de 2017, última a disposición del mercado.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Las principales inversiones de la PNBV, constituidas con el propósito de construcción y alquiler de equipos y plataformas para los consorcios espejo en Brasil, todas con sede en Holanda son: Tupi BV (65%), Guar BV (45%), Agri Development BV (90%), Libra (40%), Papa Terra BV (62,5%). En estas empresas la participaci3n es igual al capital votante. Cabe tambi3n informar que las empresas Tupi BV y Guar BV poseen el 100% de participaci3n en las empresas lara BV y Lapa BV, respectivamente.

El PIB BV tiene como principales controladas: Petrobras Global Trading BV - PGT (100%, con sede en Holanda) que acta basicamente en la comercializaci3n de petr3leo, derivados de petr3leo, biocombustibles y gas natural licuado (GNL), ası como concesi3n y obtenci3n de pr3stamos como parte de sus operaciones financieras en el alcance del Sistema 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 trav3s de emisi3n de bonos y pr3stamos para repasar a las empresas del Sistema Petrobras; Petrobras America Inc. - PAI (100%, con sede en los Estados Unidos) con actividades de E&P y refinaci3n (Pasadena). Se destaca tambi3n la coligada Petrobras Oil & Gas B.V. - PO & G (50%, con sede en Holanda), *joint venture* para explotaci3n y producci3n de petr3leo y gas en paıses en frica.

Gaspetro es una empresa con participaci3n en diversas distribuidoras de gas en Brasil, controlada de Petrobras (51%), que desempean, mediante concesi3n, servicios de distribuci3n de gas natural canalizado.

11.2. Evoluci3n de los cambios en las inversiones (Controladora)

	Saldo el 31.12.2016	Contribuci3n de capital	Reorganizaci3n, reducci3n de capital y otros	Resultados de participaci3n en inversiones (*)	Ajustes por diferencias de cambio (CTA)	Otros resultados integrales	Dividendos	Saldo el 31.12.2017
Subsidiarias								
PNBV	68.167	9.261	80	8.045	1.540	-	-	87.093
PIB BV	20.076	10.345	-	(5.525)	410	(16)	-	25.290
TAG	8.494	4.015	(842)	1.082	-	1.275	(1.677)	12.347
BR Distribuidora	7.294	6.313	(8.846)	1.019	-	401	(195)	5.986
Transpetro	3.879	-	-	124	18	134	(53)	4.102
PB-LOG	3.348	-	-	649	-	-	(1.060)	2.937
PBIO	1.350	38	-	160	(132)	74	-	1.490
Logigas	1.190	-	(523)	312	-	3	(361)	621
Gaspetro	952	-	-	122	-	-	(80)	994
Termomacae Ltda	705	-	-	(599)	-	-	(20)	86
Breitener	633	-	-	48	-	-	(3)	678
Araucaria Nitrogenados	194	529	-	(556)	-	8	-	175
Downstream (Vide Nota 10.3)	3	-	(59)	56	-	-	-	-
Otras subsidiarias	805	1	169	118	(1)	(11)	(41)	1.041
Operaciones en conjunto	233	-	-	54	-	-	(64)	223
Negocios controlados en conjunto	314	210	3	(206)	-	4	(61)	264
Asociadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Nova Transportadora do Sudeste - NTS (**)	-	-	1.150	138	-	-	(194)	1.094
Otras asociadas	3.535	-	(177)	1.507	19	410	(378)	4.916
Subsidiarias, operaciones/negocios en conjunto y asociadas	121.172	30.712	(9.045)	6.548	1.854	2.282	(4.187)	149.337
Otras inversiones	19	-	-	-	-	-	-	19
Total de las inversiones	121.191	30.712	(9.045)	6.548	1.854	2.282	(4.187)	149.356
Provisi3n para p3rdida en subsidiarias				(86)				
Resultado de empresas clasificadas como mantenidas para venta				251				
Resultado de participaciones en inversiones y otros resultados integrales				6.714				

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

(**) Inversi3n remanente de 10% en NTS (R\$ 452) y remediaci3n a valor razonable (R\$ 698).

Las contribuciones de capital se realizaron, principalmente, para el pago de deuda (PIB BV), cumplimiento de proyectos de inversi3n (PNBV), y pago de pr3stamos junto al BNDES (TAG), ademas de la reestructuraci3n societaria de la BR Distribuidora, descrita en la nota explicativa 10.3.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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

	Saldo el 31.12.2016	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 31.12.2017
Negocios conjuntos								
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	4.654	-	-	425	63	-	(478)	4.664
Distribuidoras de gas natural de los estados	1.076	-	-	255	-	-	(191)	1.140
Compañía Mega S.A. - MEGA	115	-	-	81	4	-	(37)	163
Sector petroquímico	83	-	-	26	-	-	(14)	95
Otras empresas	337	322	(9)	(258)	-	5	(51)	346
Asociadas								
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	-	-	1.150	138	-	-	(194)	1.094
Sector petroquímico	3.464	-	(177)	1.478	19	410	(361)	4.833
Otras empresas	169	-	(10)	41	(7)	-	(35)	158
Otras inversiones	50	13	(2)	-	-	-	-	61
Total de las inversiones	9.948	335	952	2.186	79	415	(1.361)	12.554
Resultado de empresas clasificadas como mantenidas para la venta				(37)				
Resultado de participación en inversiones				2.149				

11.4. Inversiones en empresas con acciones negociadas en las bolsas

Empresa	Lote de mil acciones		Tipo	Cotización en la bolsa de valores (R\$ por acción)		Valor de mercado	
	31.12.2017	31.12.2016		31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Asociada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	Ordinaria	43,50	29,99	9.241	6.371
Braskem S.A.	75.762	75.762	Preferida A	42,87	34,25	3.248	2.595
						12.489	8.966

En 18 de julio de 2017, Petrobras inició tratativas con Odebrecht S.A. para promover la revisión de los términos y condiciones del Acuerdo de Accionistas de Braskem S.A., celebrado el 08 de febrero de 2010, con el objetivo de perfeccionar la gobernanza corporativa de Braskem y el de la relación societaria entre las partes, buscando la creación de valor para todos los accionistas. Las tratativas tuvieron evolución para estudios, que aún se encuentran en fase preliminar, con el objetivo de realizar una reorganización societaria con la unificación de las especies de acciones de Braskem.

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

Las principales estimaciones utilizadas en las proyecciones de flujo de efectivo para determinar el valor en uso de Braskem, se están presentando en la nota explicativa 14, de los estados financieros del 31 de diciembre de 2017.

11.5. Accionistas no controladores

La participación total de los accionistas no controladores en el patrimonio neto de la Compañía es de R\$ 5.624 (R\$ 2.513 en 2016), de los cuales, principalmente, R\$ 2.620 son atribuibles a los accionistas no controladores de BR Distribuidora, R\$ 957 de Gaspetro S.A. (R\$ 917 en 2016), R\$ 251 de TBG (R\$ 213 en 2016) y R\$ 940 de las Entidades Estructuradas (R\$ 570 en 2016).

A continuación están presentadas sus informaciones contables resumidas:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

	Gaspetro		Entidades estructuradas (*)		TBG		BR
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	Distribuidora 2017
Activo corriente	263	269	2.407	2.429	463	1.073	10.703
Activo a largo plazo	246	275	3.658	5.452	2	2	6.754
Inversiones	1.343	1.279	-	-	-	-	35
Propiedades, planta y equipo	3	3	-	277	1.964	2.087	5.816
Otros activos no corrientes	295	304	-	-	11	9	453
	2.150	2.130	6.065	8.158	2.440	3.171	23.761
Pasivo corriente	78	150	749	1.657	821	1.284	4.413
Pasivo no corriente	119	109	4.374	5.931	1.107	1.228	10.523
Patrimonio neto	1.953	1.871	942	570	512	659	8.825
	2.150	2.130	6.065	8.158	2.440	3.171	23.761
Ingresos operacionales netos	356	334	-	-	1.332	1.476	84.567
Ganancia neta del ejercicio	238	252	338	1.002	542	847	1.151
Efectivo y equivalentes al efectivo generado (utilizado) en el ejercicio	48	3	181	40	228	652	(172)

(*) Incluye Charter Development LLC - CDC y Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI. En 31 de diciembre de 2016, incluye también PDET Offshore S.A., que pasó a ser controlada.

Petrobras Distribuidora (BR) es una empresa que actúa básicamente en la distribución, transporte, comercio, beneficiamiento y la industrialización de derivados de petróleo, de otros combustibles y de todas las formas de energía, controlada de Petrobras, la cual posee 71,25% de participación. Véase la nota 10.1 para informaciones sobre la oferta pública de acciones de la BR realizada en diciembre de 2017.

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.

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:

	Negocios conjuntos			Asociadas	Negocios conjuntos			Asociadas	
	En Brasil	Otras empresas en el exterior			En Brasil	En Brasil	Otras empresas en el exterior		
		PO&G					PO&G		
Activo corriente	3.104	2.068	237	18.952	3.311	2.722	497	16.992	
Activo no corriente	1.659	236	4	4.810	1.818	115	67	5.369	
Propiedades, planta y equipo	2.968	12.261	25	30.904	2.826	10.767	60	30.452	
Otros activos no corrientes	2.397	1	-	3.240	2.346	4	-	3.121	
	10.128	14.566	266	57.906	10.301	13.608	624	55.934	
Pasivo corriente	3.324	914	96	19.758	3.997	1.273	273	14.002	
Pasivo no corriente	2.114	7.268	2	53.498	1.627	5.928	3	60.663	
Patrimonio neto	4.690	6.384	168	(14.522)	4.677	6.407	348	(15.609)	
Participación de los accionistas no controladores	-	-	-	(828)	-	-	-	(3.122)	
	10.128	14.566	266	57.906	10.301	13.608	624	55.934	
Ingresos operativos netos	10.244	1.780	463	50.421	9.411	2.688	1.156	49.407	
Ganancia (pérdida) neta del ejercicio	510	869	83	4.274	647	219	237	(4.510)	
Porcentaje de participación - %	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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 2016	23.821	288.539	146.861	170.610	629.831	442.439
Adiciones	361	3.223	41.337	720	45.641	33.657
Reconocimiento / revisión de los costos de desmantelamiento de áreas	-	-	-	3.113	3.113	2.868
Intereses capitalizados	-	-	5.982	-	5.982	4.470
Bajas	(210)	(465)	(4.689)	(153)	(5.517)	(5.210)
Transferencias (****)	1.479	16.645	(55.069)	20.570	(16.375)	(5.516)
Depreciación, amortización y agotamiento	(1.479)	(26.102)	-	(20.422)	(48.003)	(36.742)
"Impairment" - constitución	(1.036)	(12.652)	(1.510)	(6.357)	(21.555)	(13.709)
"Impairment" - reversión	-	2.511	-	584	3.095	2.514
Ajuste por diferencias de cambio	(180)	(15.128)	(7.210)	(1.818)	(24.336)	-
Saldo el 31 de diciembre de 2016	22.756	256.571	125.702	166.847	571.876	424.771
Costo	32.589	415.663	125.702	262.886	836.840	624.946
Depreciación, amortización y agotamiento acumulado	(9.833)	(159.092)	-	(96.039)	(264.964)	(200.175)
Saldo el 31 de diciembre de 2016	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

	40		
	(25 a 50)	20	Método de la
	(excepto terrenos)	(3 a 31)	unidad
Tiempo de vida útil promedio ponderado en años			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 29.

(***) 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 a activos clasificados como mantenidos para la venta.

Las inversiones realizadas por la Compañía en el ejercicio de 2017 se destinaron principalmente al desarrollo de la producción de campos de petróleo y gas natural, prioritariamente en el polo pre-sal de la Cuenca de Santos, con destaque para los campos de Lula, Búzios, Atapu y área de Libra. En Exploración y Producción, también se realizaron inversiones en el mantenimiento de producción de campos maduros y en la mejora de la eficiencia operacional de la producción, principalmente en activos de la Cuenca de Campos. En cuanto a la infraestructura de desagüe y tratamiento de gas natural, se realizaron inversiones en la construcción y ampliación de la capacidad de gasoductos (Rutas 1, 2 y 3) y unidades de procesamiento de gas natural, para atender a la producción del polo pre-sal de la Cuenca de Santos.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Además de los compromisos anteriormente divulgados y en línea con las inversiones definidas en el Plan Estratégico y el Plan de Negocios y Gestión de 2017, la Compañía celebró contratos para adquisición y construcción de activos fijos, que se destacó la conclusión del proyecto de conversión del casco de la P-76 en el monto de R\$ 1.644 y el de la provisión de ductos flexibles de producción, gas-lift e inyección de agua para diversos proyectos del Pre-Sal en el monto de R\$ 1.970, con vigencias hasta marzo de 2018 y mayo de 2022, respectivamente.

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\$390 y de R\$ 5.969, respectivamente (R\$ 407 y R\$ 6.004 el 31 de diciembre de 2016).

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 31.12.2017
hasta 5 años	13.287	(9.583)	3.704
6 - 10 años	38.347	(22.629)	15.718
11 - 15 años	4.561	(2.343)	2.218
16 - 20 años	128.882	(48.167)	80.715
21 - 25 años	62.451	(20.304)	42.147
25 - 30 años	46.258	(12.887)	33.371
30 años o más	79.492	(21.951)	57.541
Método de la Unidad Producida	83.783	(50.194)	33.589
	457.061	(188.058)	269.003
Edificaciones y mejoras	31.642	(10.747)	20.895
Equipos y otros bienes	425.419	(177.311)	248.108

12.3. 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 2017, 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 Guará (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, 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 previsiones 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Con el volumen de informaciones adquiridas a través de la perforación de más de 50 pozos y de pruebas de producción de larga duración, y con el amplio conocimiento del pre-sal de la Cuenca de Santos, 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, con representantes de los directorios de Exploración y Producción y Financiera y de Relación con Inversores.

En 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, en el plazo de hasta 60 días, prorrogables por igual período.

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 negociaciones relativas a la revisión del contrato. Hasta el momento, no hay definiciones sobre el resultado de la revisión.

Petrobras considera que la existencia de volúmenes excedentes en las áreas bajo Cesión Onerosa constituye una oportunidad para ambas las partes, Gobierno y la Compañía, construir un acuerdo relacionado al resarcimiento a Petrobras en el proceso de revisión del Contrato. Con el objetivo de basar una eventual negociación relacionada al pago en forma de derechos sobre los volúmenes excedentes, Petrobras está complementando su evaluación acerca de esos volúmenes a través de opinión de certificadora independiente.

El proceso de revisión del Contrato es 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 sobre este tema.

12.4. 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 2017: Mosquito, Siri y Saíra. Estas devoluciones se deben principalmente a la inviabilidad económica de los campos. Sin embargo, en función de pérdidas en el valor de recuperación reconocidas en ejercicios anteriores para esos activos, las bajas fueron de R\$ 240 mil.

En 2016, los campos de Tiziu, Japuaçu, Río Joanes, parte de Golfinho y parte de Tambuatá fueron devueltos a la ANP también principalmente en función de la inviabilidad económica de los campos. Además de las pérdidas en el valor de recuperación reconocidas en ejercicios anteriores para esos activos, la Compañía reconoció, en 2016, R\$ 12 como otros gastos, netos referentes a las respectivas bajas.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

13. Activos Intangibles

13.1. Por tipo de activos

					Consolidado	Controladora
	Derechos y concesiones	Software		Plusvalía	Total	Total
		Adquiridos	Desarrollados Internamente			
Saldo el 01 de enero de 2016	9.516	308	1.131	1.117	12.072	9.133
Adiciones	39	53	204	-	296	208
Intereses capitalizados	-	-	14	-	14	14
Bajas	(523)	-	(4)	-	(527)	(177)
Transferencias	(44)	(15)	(1)	(332)	(392)	(7)
Amortización	(78)	(120)	(342)	-	(540)	(407)
"Impairment" - constitución	(7)	-	-	-	(7)	-
Ajuste por diferencias de cambio	(178)	(4)	(4)	(67)	(253)	-
Saldo el 31 de diciembre de 2016	8.725	222	998	718	10.663	8.764
Costo	9.367	1.587	3.941	718	15.613	12.459
Amortización acumulada	(642)	(1.365)	(2.943)	-	(4.950)	(3.695)
Saldo el 31 de diciembre de 2016	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
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.

Durante 2017, la Compañía participó en rondas de licitaciones realizadas por la *Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis* (ANP), efectuando las siguientes adquisiciones:

- El 27 de septiembre de 2017, adquisición de siete bloques en la 14ª Ronda de Licitaciones en el Régimen de Concesión, siendo seis marítimos y un terrestre. La Compañía será la operadora en los siete bloques. En los bloques marítimos, Petrobras tendrá 50% de participación, en asociación con ExxonMobil que tiene el otro 50%. En el bloque terrestre, Petrobras tendrá 100% de participación. El valor total del bono de firma pagado por la Compañía fue de R\$ 1.798. Los contratos se firmaron el 29 de enero de 2018.
- El 27 de octubre de 2017, la adquisición de tres bloques marítimos en las 2ª y 3ª Rondas de Licitaciones en el régimen de Producción Compartida, en asociación con Shell, British Petroleum (BP), Repsol, CNODC Brasil Petróleo y Gas Ltda. El valor total del bono de firma pagado por la Compañía fue de R\$ 1.140. Los contratos se firmaron el 31 de enero de 2018.

En función de la constatación de las viabilidades técnico y comercial de la porción noroeste del bloque de Libra, generando la declaración de comercialidad del Campo de Mero, hubo la transferencia de parte del valor del bono de firma por el monto de R\$ 5.240, del Activo Intangible para Propiedad, Planta y Equipo.

En 31 de diciembre de 2017, no hubo pérdida 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 2017, los derechos sobre los bloques exploratorios devueltos a la ANP totalizaron R\$ 10 (R\$ 27 en 2016) y son los siguientes:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

	Etapa exploratoria	
	Exclusivo	Asociación
Cuenca de Sergipe - Alagoas	1	
Cuenca de Jequitinhonha		1

13.3. Derecho de exploración del petróleo – Producción Compartida

El Consorcio Libra, compuesto por Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNODC (10%), CNOOC (10%) 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, a través del Ministerio de Minas y Energía - MME, después de la 1ª ronda de ofertas del pre-sal, en octubre de 2013 por la ANP.

Según el Contrato de Producción Compartida Libra P1, se otorgaron al consorcio derechos y obligaciones para explotar un área estratégica del pre-sal llamada de bloque de Libra, que comprende un área de cerca de 1.550 km², ubicado en aguas ultra profundas de la Cuenca de Santos. Este fue el primer contrato de producción compartida de petróleo y gas celebrado en Brasil, con un plazo de 35 años y no sujeto a renovación o prórroga.

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, referente a su participación del 40% en el consorcio, registrado inicialmente como Derechos y Concesiones.

Dentro de la fase inicial de explotación (cuatro años), el programa exploratorio mínimo (PEM) se concluyó en 2017 cuando se realizó el Test de Larga Duración (TLD). Además del TLD el PEM también incluía una adquisición sísmica 3D para todo el bloque y la perforación de dos pozos exploratorios.

El TLD fue realizado por la unidad de producción del tipo *Floating Production Storage and Offloading*, FPSO Pionero de Libra, que continúa produciendo en el mismo pozo después de la Declaración de Comercialidad, a través de un Sistema de Producción Anticipada, y está planeada para el segundo semestre de 2018 su cambio de ubicación y comienzo de producción en otro pozo. En enero de 2018 se realizó la primera carga de aceite de Libra por la Compañía.

El 30 de noviembre de 2017, se presentó a la ANP la Declaración de Comercialidad del área Noroeste del Bloque, lo que confirma el potencial del área y la posibilidad de desarrollar el Campo de petróleo en condiciones económicas. En total fueron perforados doce pozos en toda área del Bloque Libra, siendo 9 en el área Noroeste. Con la Declaración de Comercialidad, el área noroeste de Libra pasó a ser llamada de Campo de Mero. Los resultados de la perforación confirmaron la existencia de depósitos de carbonato con aceite de espesor de hasta 410 metros que muestran elevada porosidad y permeabilidad. Los tests de producción confirmaron la elevada productividad y calidad del aceite de estos depósitos. En función de la Declaración de Comercialidad, el monto de R\$ 5.240, referente al bono de firma del área Noroeste, fue reclasificado para Propiedad, Planta y Equipo.

En diciembre de 2017, la Compañía contrató el flete del primer sistema definitivo de producción del área noroeste, el FPSO del MERO 1, que tendrá capacidad de producir 180 mil barriles de petróleo por día y procesar 12 millones de m³ de gas, con entrada en operación prevista para 2021.

El Consorcio obtuvo del Ministerio de Minas y Energía la prórroga de la Fase de Exploración por otros 27 meses para las áreas Central y Sudeste del bloque donde se realizarán nuevos estudios para evaluar mejor la comercialidad de esa área.

13.4. Concesión de servicios de distribución de gas natural canalizado

El 31 de diciembre de 2017, el intangible incluye contratos de concesión de distribución de gas natural canalizado en Brasil, en el valor de R\$ 565 (R\$ 578 en 2016), 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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 publicado 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 estatal del Estado para la prestación de servicio público de distribución de gas natural canalizado. Las evaluaciones se encuentran en marcha en la fecha del 31 de diciembre de 2017.

La Compañía no efectuó ninguna provisión para pérdida, pues hasta el presente momento, el valor contable existente al 31 de diciembre de 2017 en el valor de R\$ 270 (R\$ 274 al 31 de diciembre de 2016) está garantizado por la indemnización prevista en la referida Ley.

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 2017, 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 2018-2022 (PNG 2018-2022), que fue concluido y aprobado en el cuarto trimestre de 2017.

La mejora en la percepción de riesgo del mercado brasileño, que resultó en reducción en las tasas de descuento, en conjunto con la mayor eficiencia operacional en ciertos campos de E&P, generó la reversión de pérdidas reconocidas en períodos anteriores al realizar las pruebas de *impairment* en la fecha base de 31 de diciembre de 2017, con destaque para la UGE Polo Norte, en la Cuenca de Campos.

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 equipos vinculados a la actividad de exploración y producción y la parcela vendida del Campo de Roncador, ubicado en la Cuenca de campos. Los mayores costos con adquisición de materia prima y la reducción del margen de refinación, previstos en el PNG 2018 - 2022, se reflejaron en pérdidas en la recuperación en la UGE del segundo tren de la refinería Abreu y Lima (RNEST).

Adicionalmente, la continuidad de las obras en las utilidades del Tren 1 del Comperj, que también atenderán a la Unidad de Procesamiento de Gas Natural (UPGN) y la decisión de la Administración de hibernar las construcciones de los cascos referentes a tres buques del proyecto PANAMAX que ocasionó la retirada de estos activos de la UGE de Transporte en el cuarto trimestre de 2017, también acarrearán en la necesidad de reconocimiento de pérdidas por desvalorización de esos activos. Además, fueron reconocidas pérdidas referentes a plantas de fertilizantes que, en función de la baja perspectiva de éxito en la enajenación y de la decisión de la Administración de dar continuidad al posicionamiento estratégico de salir de ese negocio, definido en el Plan de Negocios y Gestión 2018-2022, fueron retiradas de la UGE de Gas Natural en el cuarto trimestre de 2017.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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					
2017					
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (Varios UGEs)	39.119	53.160	(2.824)	E&P – Brasil	Ítem (a1)
Conjunto de buques de Transpetro	5.554	5.565	(11)	Abastecimiento – Brasil	Ítem (b1)
Segundo conjunto de refinación de RNEST	5.677	4.170	1.507	Abastecimiento – Brasil	Ítem (c1)
Fábricas de Fertilizantes	1.337	-	1.337	Gas y Energía – Brasil	Ítem (d)
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 (e1)
Campos de producción de petróleo y gas en el exterior (Varios UGEs)	710	296	414	E&P – Exterior	Ítem (f)
Buques Panamax – Transpetro	364	-	364	Abastecimiento – Brasil	Ítem (g)
Araucária	226	-	226	Gas y Energía – Brasil	Ítem (h1)
Comperj	167	-	167	Abastecimiento – Brasil	Ítem (i1)
Conecta y DGM	122	-	122	Distribución – Exterior	Ítem (j)
Otros	610	380	230	Otros	
			2.710		
Activos mantenidos para 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		
2016					
Inversiones, Propiedad, Planta y Equipo y Intangible					
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (Varios UGEs)	41.584	34.855	7.381	E&P – Brasil	Ítem (a2)
Equipos e instalaciones de la actividad de producción de petróleo y gas y perforación de pozos	2.980	208	2.772	E&P – Brasil	Ítem (e2)
Segundo conjunto de refinación de RNEST	8.077	5.546	2.531	Abastecimiento – Brasil	Ítem (c2)
Complejo Petroquímico Suape	3.569	1.558	2.011	Abastecimiento – Brasil	Ítem (k)
Comperj	1.315	-	1.315	Abastecimiento – Brasil	Ítem (i2)
Conjunto de Buques de Transpetro	5.822	5.024	798	Abastecimiento – Brasil	Ítem (b2)
UFN III	1.699	1.202	497	Gas y Energía – Brasil	Ítem (l)
Araucária	638	185	453	Gas y Energía – Brasil	Ítem (h2)
Otros	2.099	1.390	709	Otros	
			18.467		
Activos mantenidos para la venta					
Complejo Petroquímico Suape	2.689	1.255	1.434	Abastecimiento – Brasil	Ítem 14.2
Petrobras Chile Distribución	1.773	1.507	266	Distribución – Exterior	Ítem 14.2
Térmicas Celso Furtado e Rômulo Almeida	394	238	156	Abastecimiento – Brasil	Ítem 14.2
Otros	315	341	(26)	Otros	
Total			20.297		

(*) 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 del conjunto de activos que componen la UGE, considerando la política de mantenimiento de la Compañía;
- premisas y presupuestos aprobados por la Administración de la Compañía para el período correspondiente al ciclo de vida esperado, debido a las características de los negocios; y

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

- 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.

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 provisiones de flujo de efectivo para determinar el valor de uso de las UGEs en 2017 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

En 2016, las provisiones de los tests de *impairment* fueron:

	2017	2018	2019	2020	2021	Largo plazo promedio
Brent medio en términos reales (US\$/barril)	48	56	68	71	71	70
Media del tipo de cambio en términos reales - R\$/US\$ (a precios de 2016)	3,46	3,54	3,48	3,42	3,38	3,36

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 – 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 Bálsamo (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.

a2) Campos de producción de petróleo y gas en Brasil – 2016

En nuestras valoraciones de los activos vinculados a los campos de petróleo y gas que produce en Brasil, bajo el régimen de concesión, resultaron en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el valor de R\$ 7.381. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante, que deriva de la metodología WACC para el sector de Exploración y Producción, de 9,1% anual en diciembre. Estas pérdidas están relacionadas, predominantemente, a los campos de Polo Norte (R\$ 3.823), Polo Ceara Mar (R\$ 693), Guaricema (R\$ 415), Bijupirá y Salema (R\$ 317), Dourado (R\$ 284), Maromba (R\$ 281), Trilha (R\$ 228), Papa-Terra (R\$ 234), Pampo (R\$ 216), Frade (R\$ 213), Polo Uruguá (R\$ 196), Badejo (R\$ 183), Bicudo (R\$ 160), Riachuelo (R\$ 146), Fazenda Bálsamo (R\$ 135) y Polo Água Grande (R\$ 101), debido a la apreciación del Real en relación al dólar estadounidense, revisión de las premisas de precios, revisión anual de reservas, revisión anual de la provisión del desmantelamiento de áreas, así como el aumento de la tasa de descuento debido a mayor prima de riesgo brasileño. Además, hay una reversión de la provisión del Polo Centro Sul (R\$ 1.347) que ocurrió en el tercer trimestre, debido a mayores estimaciones de reservas y producción con base en la planificación de las operaciones de campos con base en el Plan de Negocios y Gestión 2017-2021, que consideró la desmovilización de una unidad, con la sustitución por una nueva planta de procesamiento en una unidad existente con mayores costos operativos, generando reducción significativa de la proyección de costos operativos.

b1) 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 tasas de descuento post-impuesto en moneda constante que varían entre el 4,11% a.a. y el 9,19% a.a., derivadas de la metodología WACC para el sector del transporte, considerando la estructura de endeudamiento y su beneficio fiscal.

b2) Conjunto de buques de Transpetro – 2016

En nuestras evaluaciones del conjunto de buques de Transpetro se identificaron pérdidas por devaluación de R\$ 798. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y tasas de descuento post-impuesto en moneda constante que varían entre el 4,53% a.a. y el 9,97% a.a., derivadas de la metodología WACC para el sector del transporte, considerando la estructura de endeudamiento y su beneficio fiscal. Estas pérdidas fueron reconocidas en el tercer y cuarto trimestre de 2016. Las pérdidas del tercer trimestre se deben principalmente a la (i) retirada del conjunto de buques del proyecto hidroviás de la UGE Transporte en función de cancelaciones y postergaciones; y (ii) aumento de la tasa de descuento. En el cuarto trimestre, las pérdidas se debieron, principalmente, a un (i) nuevo aumento de la tasa de descuento, que acumuló un punto porcentual de aumento en 2016, y (ii) el inicio de la construcción de cinco buques Aframax en la UGE de transporte, tras la garantía de la financiación de los proyectos y evitando posibles contingencias derivadas de rescisiones contractuales.

c1) Segundo conjunto de refinación de RNEST –2017

Nuestra evaluación de los activos de refinación del segundo conjunto de RNEST resultó en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el valor de R\$ 1.507. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y tasa de descuento post-impuesto en moneda constante del 7,7% a.a., que deriva de la metodología del WACC para el sector de refino y considera la inclusión de una prima de riesgo específica para los proyectos postergados. Estas pérdidas se debieron principalmente a: i) mayor costo de adquisición de materia prima y ii) reducción del margen de refinación, previstos en el PNG 2018 - 2022.

c2) Segundo conjunto de refinación de RNEST –2016

Nuestra evaluación de los activos de refinación del segundo conjunto de RNEST resultó en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el valor de R\$ 2.531. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y tasa de descuento después de impuestos en moneda constante del 8,7% anual, que deriva de la metodología WACC para el sector de refinación y considera una inclusión de una prima de riesgo específica para los proyectos postergados. Estas pérdidas se debieron principalmente: i) al aumento de la tasa de descuento; y (ii) postergación de la expectativa de entrada de efectivo del proyecto para 2023, considerándose la terminación de la obra con sus propios recursos, con base en el PNG 2017-2021.

d) 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 sus recuperabilidades probadas aisladamente y no es posible estimar flujos de caja futuros derivados del uso de esas plantas en el horizonte del PNG 2018-2022, resultando en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el monto de R\$ 1.337 al 31 de diciembre de 2017, correspondiendo al valor contable neto total de esos activos.

e1) Equipos e instalaciones relacionados a la actividad de producción del petróleo y gas y perforación de pozos en Brasil –2017

En nuestras evaluaciones de los activos que actúan en la producción y perforación de los pozos, no vinculados directamente a los campos de producción de petróleo y gas, se identificaron pérdidas netas por devaluación de R\$ 1.178, resultante principalmente de: i) estimación de valor justo inferior al valor contable 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).

e2) Equipos e instalaciones relacionados a la actividad de producción del petróleo y gas y perforación de pozos en Brasil –2016

En nuestra evaluación de los activos que operan en la perforación y producción de los pozos, que no están directamente vinculados a los campos de producción de petróleo y gas, las pérdidas por la devaluación fueron R\$ 2.772. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante de 9,9% anual, que deriva de la metodología WACC para equipos y servicios del sector de petróleo y el gas. Estas pérdidas fueron reconocidas, principalmente, debido a incertidumbres sobre la continuidad de la construcción de los cascos de las FPSOs P-71, P-72 y P-73, en el monto de R\$ 1.925, en relación a estos activos, conforme nota explicativa 14.4.

f) 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. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y tasa de descuento post-impuesto en moneda constante, que deriva de la metodología del WACC para el sector de explotación y producción, específicas para cada país: en los Estados Unidos del 5,7% a.a. (5,5% a.a. en 2016). Esta pérdida está 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.

g) 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 Transporte 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 PNG 2018-2022, resultando en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el monto de R\$ 364 al 31 de diciembre de 2017, correspondiendo al valor contable neto total de estos activos.

h1) Araucaria – 2017

En 2017, se verificaron indicativos de devaluación de algunos activos derivados del deterioro de las condiciones previstas para el mercado, tales como aumento en los costos de producción y reducción en los volúmenes y precios de ventas, que resultaron en estimación de flujos de efectivo negativos. Los flujos de efectivo futuros consideraron las premisas y presupuestos de la Compañía y la tasa de descuento post-impuesto en moneda constante del 6,6% a.a., que deriva de la metodología WACC para el sector de fertilizantes. De esta forma, la Compañía reconoció pérdidas por impairment de R\$ 226, principalmente en el segundo trimestre de 2017.

h2) Araucaria – 2016

La evaluación de recuperabilidad de los activos de Araucaria Nitrogenados S.A. resultó en una pérdida de R\$ 453. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y tasa de descuento post-impuesto en moneda constante del 7,8% a.a., que deriva de la metodología del WACC para el sector de fertilizantes. Estas pérdidas se derivaron principalmente de: (i) aumento de la tasa de descuento; (ii) apreciación del real frente al dólar estadounidense; y (iii) aumento de la proyección de los costes de producción.

i1) Comperj –2017

En el último plan de negocios aprobado por la Administración - PNG 2018 - 2022, 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), éstas 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. Sin embargo, en función de la interdependencia entre dicha infraestructura y el Tren 1, pérdidas adicionales fueron reconocidas a 31 de diciembre de 2017, totalizando el monto de R\$ 167 como pérdida por impairment referente al proyecto en 2017.

i2) Comperj –2016

Delante de la revalorización del proyecto en el 2º trimestre de 2016, que mantuvo sus unidades del Tren 1 postergadas hasta diciembre de 2020, con esfuerzos para buscar socios para continuar con las inversiones, la Compañía reconoció una pérdida por *impairment* del monto restante del proyecto. Sin embargo, las obras de las utilidades del Tren 1 de la refinería, asociadas con la Unidad de Procesamiento de Gas Natural (UPGN), permanecen en progreso, pues forman parte de la infraestructura conjunta necesaria para la salida y procesamiento de gas natural del pre-sal de la Cuenca de Santos. Sin embargo, debido a la interdependencia entre la referida infraestructura y el Tren 1, las pérdidas adicionales fueron reconocidas en 31 de diciembre de 2016, totalizando el monto de R\$ 1.315 como pérdida de *impairment* del proyecto en 2016.

j) Conecta y DGM – 2017

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

k) Complejo Petroquímico Suape –2016

La evaluación de recuperabilidad de los activos de la Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE y la Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - Petroquímica Suape generó una provisión para pérdida de R\$ 2.011. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuesto de las compañías; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante del 7,5% anual, que deriva de la metodología WACC para el sector petroquímico. Este resultado se debe principalmente a la reducción de las previsiones del mercado y a la apreciación del Real en relación al dólar estadounidense. En diciembre de 2016, se reconoció una pérdida adicional debido a la aprobación de la venta del Complejo Petroquímico Suape, con base en la nota 14.2.

I) UFN III –2016

Nuestras evaluaciones de la Unidade de Fertilizantes e Nitrogenados III, ubicada en Três Lagoas, en Mato Grosso do Sul, generaron el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el valor de R\$ 497. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y los presupuestos de la Compañía; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante de 8,3% anual, que se deriva de la metodología WACC para el sector de fertilizantes considerando la inclusión de una prima de riesgo específica para los proyectos postergados. Estas pérdidas se debieron, principalmente: (i) al aumento de la tasa de descuento; y (ii) a la apreciación del Real en relación al dólar estadounidense.

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 31.12.2017 Sensibilidad (*)
Activos próximos a sus valores recuperables				
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (3 UGEs)	E&P	556	584	(31)

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

14.2. Activos clasificados como mantenidos para venta

Al 31 de diciembre de 2017, como consecuencia de la aprobación de la Administración de la Compañía para la enajenación de inversiones en el transcurso de 2017, conforme la nota explicativa 10, la Compañía reconoció pérdidas por el monto de R\$ 1.152, reflejando principalmente la cesión de 25% de participación en el campo de Roncador.

Esta transacción forma parte de la asociación estratégica con Statoil para el intercambio de tecnología y el aumento del factor de recuperación del campo, de manera alineada con el Plan de Negocios y Gestión de la Compañía. En función de la diferencia entre el valor de la oferta y el valor contable del activo, la Compañía reconoció una pérdida en el monto de R\$ 1.314.

En 2016, como consecuencia de la aprobación de la Administración de la Compañía para la enajenación de inversiones, la Compañía reconoció pérdidas de R\$ 1.935, principalmente en función de las desinversiones del Complejo Petroquímico Suape (R\$ 1.434), de la subsidiaria Petrobras Chile Distribución (R\$ 266) y de las Térmicas Romulo Almeida y Celso Furtado (R\$ 156).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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.

Las principales inversiones en asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2017, incluyéndose plusvalía, son presentadas a continuación:

Inversiones	Segmento constante p.a.)	% Tasa de descuento después de impuesto (moneda)	Valor	
			recuperable	Valor contable
Braskem S.A. (*)	Abastecimiento	9,6	18.895	4.791
Distribuidores Estatales de Gas Natural	Gas & Energía	5,9	1.715	943

(*) Tasa de descuento de Braskem es CAPM del segmento de petroquímica; el valor de uso considera las proyecciones de flujo de efectivo de dividendos.

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 2017, la participación de Petrobras en las acciones ordinarias (un 47% del total) y en las acciones preferidas (un 22% del total) de Braskem, fue evaluada en R\$ 12.489, conforme descrito en la nota explicativa 11.4. El 31 de diciembre de 2017, 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\$ 3,44 para US\$ 1,00 en 2018 (convergiendo a R\$ 3,40 en el largo plazo);
- el precio medio del Brent de US\$ 53 en 2018, llegando a US\$ 71 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); 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. Pérdidas en inversiones

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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

En 2016, la Compañía reconoció como resultado de participación en inversiones, en el resultado del ejercicio, pérdidas por desvalorización en el total de R\$ 594, principalmente atribuibles a las invertidas en el segmento de Biocombustible, con destaque para las ventas aprobadas de las subsidiarias Guarani SA (R\$ 578) y Nova Fronteira S.A. (R\$ 100).

14.4. Construcción de cascos de plataformas por los astilleros Ecovix y Enseada

La Compañía tenía contratos con los proveedores Ecovix-Engevix Construções Oceânicas S.A. (Ecovix) y Enseada Indústria Naval S.A. (Enseada) para los servicios de suministro de ocho cascos para FPSOs Replicantes (P-66 hasta P-73) y para el servicio de conversión de los cascos de cuatro FPSOs (P-74 hasta P-77), respectivamente.

En el último trimestre de 2015, debido a las dificultades financieras de los proveedores y considerando la importancia estratégica de estos activos a su Plan de Negocios, la Compañía implementó una sistemática de cuenta vinculada a estos contratos de construcción, con el fin de permitir la continuidad en la ejecución de las obras.

Tal sistemática incluía el anticipo de fondos para pagos por parte de los astilleros, restringidos al alcance de los contratos y limitados al su saldo total. Los montos invertidos serían compensados con los servicios y equipos que serían proporcionados o adquiridos y el reembolso del saldo restante al cierre de las cuentas vinculadas. Esta estrategia fue eficaz, porque los proyectos tuvieron progreso físico significativo hasta el tercer trimestre de 2016, permitiendo la entrega del casco de la plataforma P-67 al integrador (en China), la reanudación de la construcción del casco de la plataforma P-69 también en China, y el avance de la construcción del casco de la P-68 en el Astillero Río Grande, además del avance en las actividades prioritarias para concluir el alcance mínimo en los cascos de las plataformas P-74 y P-76, con la entrega de las unidades a los integradores chinos y el acondicionamiento de los mismos para instalación de las estructuras por encima de los cascos (*topsides*).

Durante el tercer trimestre de 2016, Petrobras volvió a evaluar el progreso de los proyectos de los cascos y la continuidad de las cuentas vinculadas, concluyendo que la estrategia financiera adoptada, que inicialmente alcanzó el fin de evitar la interrupción de las obras, no se demostraba más eficiente.

Debido a las incertidumbres sobre la continuidad de la construcción de los cascos de las FPSOs P-71, P-72 y P-73 delante de atrasos significativos en estos proyectos, la Compañía reconoció, en el tercer trimestre de 2016, provisión para pérdida por deterioro del valor de estos activos (*impairment*) en el valor de R\$ 1.925, como se explica en la nota 14.1.

Además, con base en los contratos de construcción de 12 FPSOs y en base a juicio de la Administración, la Compañía reconoció, en 2016, provisión para pérdidas en el resultado, en otros gastos, netos, de R\$ 2.353, relativa al saldo restante de anticipos a proveedores en el alcance de las cuentas vinculadas (R\$ 1.256) y la asunción de deudas y obligaciones (R\$ 1.097), originalmente a cargo de Ecovix y Enseada, reservándose el derecho a cobrar estos valores en las esferas apropiadas.

Petrobras también reconoció, en 2016, baja de las inversiones en derecho de uso y mejoras realizadas en el astillero Río Grande, en el valor de R\$ 505, así como otras inversiones relacionadas con proyectos de FPSOs P-71, P-72 y P-73 en el valor de R\$ 480.

Después de la reestructuración de los contratos originales y el acceso a los cascos de las plataformas, los proyectos de construcción de los FPSO presentaron un progreso relevante. Las plataformas P-67 a P-69 y P-74 a P-76 están previstas para entrar en funcionamiento en 2018, y las plataformas P-70 y P-77 en el primer semestre de 2019. La plataforma P-66 se encuentra en operación desde mayo de 2017. Este escenario consolida la eficacia de la estrategia de la Compañía para la continuidad de la ejecución de las obras de las FPSO, sin impacto negativo en su curva de producción futura.

Los efectos de las negociaciones con los astilleros son detallados abajo.

14.4.1. Negociaciones con Ecovix

A partir del tercer trimestre de 2016, Petrobras revaluó la sistemática de cuenta vinculada para garantizar el acceso a los cascos de las plataformas P-66 a P-73, y concluyó sobre la necesidad de reconocer una provisión para pérdida en el resultado por el monto de R\$ 375.

El 9 de diciembre de 2016, a través de sus subsidiarias TUPI BV y Petrobras Netherlands BV, Petrobras firmó con Ecovix extinciones de los contratos de EPC firmados en 2010 para construcción de ocho cascos de FPSO replicantes. Por lo tanto, Petrobras asumió obligaciones, originalmente a cargo de Ecovix, como solución más adecuada a los intereses del Sistema Petrobras: garantizar el acceso rápido a los cascos de la P-66 a P-70 y el cumplimiento de los objetivos de producción del PNG 2017-2021. Tales obligaciones fueron registradas en los estados financieros en el año de 2016 con un impacto en el resultado (otros gastos netos) de R\$ 764.

Con la firma de estos acuerdos, Petrobras llevó a cabo, durante el cuarto trimestre de 2016, estudios sobre las opciones más adecuadas para el destino de los bienes e inversiones adquiridos/incurredos para la construcción de los cascos de la P-71, P-72 y P-73. Como resultado de estas evaluaciones, se identificó la necesidad de hacer bajas contables de las inversiones en el valor de R\$ 480, con impacto en otros gastos netos. En 2017, en función de reevaluación sobre la utilización de bienes adquiridos para las plataformas P-72 y P-73, Petrobras reconoció pérdidas por valor de R\$ 413, conforme a la nota explicativa 14.1.

Las negociaciones con Ecovix generaron también la transferencia del derecho de uso del astillero Rio Grande de Petrobras para la contratada, a través de contrato de arrendamiento financiero suscrito entre las partes. Teniendo en cuenta la situación económica de Ecovix, la Compañía estimó que las inversiones en derecho de uso y las mejoras llevadas a cabo en el astillero, que el 31 de diciembre de 2016 fue de R\$ 505 y se han reclasificado a cuentas por cobrar como consecuencia del contrato de arrendamiento, no se recuperarían, y así se reconoció una provisión para pérdida por el monto total en el cuarto trimestre de 2016.

14.4.2. Negociaciones con Enseada

Con la sistemática de cuenta vinculada, la Compañía eliminó cualquier riesgo de acceso a los cascos de las plataformas P-74 hasta P-77. En 2016, PNBV realizó anticipos en un total de R\$ 881 por esta sistemática para pago de obligaciones, originalmente de responsabilidad de Enseada, de los cascos de estas plataformas. Debido a pérdidas de recuperabilidad de estos anticipos, dada la situación económica del contratista, Petrobras registró una provisión para pérdidas del total de este valor, con el consiguiente impacto en otros gastos netos.

Como parte de la estrategia para garantizar la finalización de la construcción de los cascos de las FPSOs P-75 y P-77, Petrobras aprobó la subrogación del contrato entre Enseada y el astillero chino COSCO (Dalian) Shipyard Co., Ltd para su subsidiaria Petrobras Netherlands B.V. (PNBV), lo que implicó el reconocimiento de una obligación de pago de las deudas ya existentes en el ámbito del contrato, para el que la Compañía reconoció, en el tercer trimestre de 2016, una provisión del R\$ 333 en otros gastos netos.

Además, en 2016, la Compañía también evaluó la recuperabilidad de las mejoras en el Astillero Inhaúma para la realización de los servicios de conversión de los cascos de las FPSOs P-74 a P-77, así como el derecho de uso de este astillero, sin identificar, en aquel periodo, la necesidad de reducción al valor recuperable de estos activos, debido a la utilización del espacio como centro de logística, principalmente orientado para los proyectos de la Cuenca de Santos. En 2017, con la revisión del alcance inicial de implantación del Terminal Logístico, hubo el reconocimiento de pérdidas netas por devaluación, en el monto de R\$ 407, conforme la nota explicativa 14.1.

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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:

Costos exploratorios reconocidos en el Activo (*)	Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016
Propiedad, planta y equipo		
Saldo inicial	16.728	20.310
Adiciones	2.543	3.543
Bajas	(345)	(3.603)
Transferencias	(3.974)	(3.304)
Ajuste por diferencias de cambio	5	(218)
Saldo final	14.957	16.728
Activos intangibles	4.599	7.288
Total de costos exploratorios capitalizados	19.556	24.016

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

Los nuevos bonos pagados y las declaraciones de comercialización ocurridas en 2017 se detallan en la nota explicativa 13.1.

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:

Costos exploratorios reconocidos en los estados de resultados	Consolidado	
	Ene-Dic/2017	Ene-Dic/2016
Gastos con geología y geofísica	1.154	1.292
Proyectos sin viabilidad económica (incluyendo pozos secos y bonos de firma)	893	4.364
Penalizaciones contractuales de contenido local	486	162
Otros gastos de exploración	30	238
Total de los gastos	2.563	6.056
Efectivo utilizado en las actividades		
Operativas	1.185	1.529
Inversiones	5.776	3.778
Total de efectivo utilizado	6.961	5.307

En el ejercicio de 2017, Petrobras reconoció una provisión de R\$ 486 (R\$ 162 en el ejercicio de 2016), derivada de potenciales penalidades contractuales por el no cumplimiento a los porcentuales mínimos exigidos de contenido local para 118 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:

Costos capitalizados de los pozos exploratorios por tiempo de existencia (*)	Consolidado	
	2017	2016
Costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período hasta un año	367	2.628
Costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período superior a un año	14.590	14.100
Saldo final	14.957	16.728
Cantidad de proyectos que tienen costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período superior a un año	54	57
		Número de pozos
	2017	
2016	1.046	4
2015	2.933	19
2014	3.819	19
2013	1.971	11
2012 y anteriores	4.821	27
Saldo Total	14.590	80

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

De los R\$ 14.590 para 54 proyectos que incluyen pozos en utilización por más de un año desde la finalización de las actividades de perforación, R\$ 13.772 están relacionados con pozos en áreas en que hay actividades de perforación ya en curso o firmemente planificada para un futuro próximo y cuyo "Plan de Evaluación" fue presentado a la aprobación de la ANP, y cerca de R\$ 818 fueron incurridos en costos de las actividades necesarias para evaluar las reservas y el posible desarrollo de las mismas.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

16. Proveedores

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Terceros en Brasil	12.144	10.690	9.651	9.000
Terceros en el exterior	4.564	6.580	2.934	3.268
Partes relacionadas	2.369	1.511	9.594	12.116
Saldo total en el pasivo corriente	19.077	18.781	22.179	24.384

17. Financiaciones

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 la mejora en el perfil de la deuda y mayor adecuación a los plazos de maduración de inversiones de largo plazo, viabilizando así el uso del efectivo generado por las actividades operativas y por las alianzas y desinversiones como principales fuentes de recursos de la cartera de inversiones.

A 31 de diciembre de 2017, la Compañía posee obligaciones relacionadas con los contratos de deuda (*covenants*) atendidas el 31 de diciembre de 2017 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 períodos de gracia 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 además 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 que garantiza 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 las 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.

17.1. Prepago de deuda bancaria y nuevas financiaciones

En 2017, la Compañía captó R\$ 86.467, destacándose: i) diversas ofertas de títulos en el mercado de capitales internacional (*Global Notes*) con vencimientos en 2022, 2025, 2027, 2028 y 2044, en el valor de R\$ 32.574 (US\$ 10.218 millones); ii) emisión de debentures en el mercado de capitales doméstico con vencimientos en 2022 y 2024 en el valor de R\$ 4.989; y iii) captaciones en el mercado bancario nacional e internacional, con vencimientos de aproximadamente 5 años en promedio, en el valor total de R\$ 41.645.

Además, la Compañía liquidó diversos préstamos y financiaciones en el valor total de R\$ 137.386, destacándose: (i) la recompra y/o rescate de R\$ 24.356 (US\$ 7.569 millones) de títulos en el mercado de capitales internacional, con vencimientos entre 2018 y 2021, con el pago de premio a los tenedores de los títulos que entregaron sus papeles en la operación por valor de R\$ 1.067; (ii) el prepago de R\$ 52.000 de préstamos en el mercado bancario nacional e internacional; (iii) el prepago de R\$ 2.963 de financiaciones con agencias de crédito a la exportación; y (iv) el prepago de R\$ 9.531 de financiaciones con BNDES.

La Compañía aún realizó operaciones de cambio de deudas que no involucraron liquidaciones financieras, destacándose: (i) Cambio de R\$ 21.217 (US\$ 6.768 millones) en títulos en el mercado de capitales internacional con vencimientos entre 2019 y 2021 para nuevos títulos en el valor de R\$ 23.815 (US\$ 7.597 millones) y con vencimientos en 2025 y 2028; y (ii) ampliación del plazo de deudas en el mercado bancario nacional e internacional cuyos vencimientos acontecerían entre 2018 y 2020, en el valor total de R\$ 13.577 (US\$ 4.257 millones), para nuevas deudas, en los mismos valores, con vencimientos entre 2020 y 2024.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

17.2. Cambios en los saldos de las financiaciones

	Agencia de Crédito a la Exportación	Mercado Bancario	Mercado de Capitales	Otros	Consolidado	Controladora
					Total	Total
Corriente y no corriente						
En Brasil						
Saldo inicial el 1 de enero de 2016	-	106.909	7.666	74	114.649	94.005
Ajuste por diferencias de cambio	-	(342)	-	-	(342)	-
Adiciones de financiación	-	1.635	-	-	1.635	45.051
Amortizaciones de principal	-	(4.993)	(519)	(6)	(5.518)	(48.261)
Amortizaciones de interés	-	(9.833)	(796)	(6)	(10.635)	(6.933)
Cargas incurridas durante el período ^(*)	-	10.566	653	54	11.273	10.205
Diferencias monetarias y cambiarias	-	(4.472)	383	5	(4.084)	(2.987)
Prepagos	-	(22.456)	-	-	(22.456)	(12.572)
Transferencia a los pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	-	(45)	-	-	(45)	-
Saldo el 31 de diciembre de 2016	-	76.969	7.387	121	84.477	78.508
En el extranjero						
Saldo inicial el 1 de enero de 2016	22.773	135.277	217.365	2.583	377.998	204.348
Ajuste por diferencias de cambio	(2.819)	(18.532)	(33.930)	(321)	(55.602)	-
Adiciones de financiación	1.019	29.169	33.450	-	63.638	60.794
Amortizaciones de principal	(2.892)	(18.834)	(21.434)	(387)	(43.547)	(26.454)
Amortizaciones de interés	(435)	(3.314)	(10.411)	(91)	(14.251)	(5.783)
Cargas incurridas durante el período ^(*)	559	3.858	10.334	69	14.820	7.996
Diferencias monetarias y cambiarias	(759)	(3.993)	(1.782)	(86)	(6.620)	(33.377)
Prepagos	-	(2.569)	(32.259)	-	(34.828)	(17.553)
Transferencia a los pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	-	(6)	(1.090)	-	(1.096)	-
Saldo el 31 de diciembre de 2016	17.446	121.056	160.243	1.767	300.512	189.971
Saldo total el 31 de diciembre de 2016	17.446	198.025	167.630	1.888	384.989	268.479
Corriente					31.796	62.058
No Corriente					353.193	206.421
Corriente y no corriente						
En Brasil						
Saldo el 1 de enero de 2017	-	76.969	7.387	121	84.477	78.508
Ajuste por diferencias de cambio	-	50	-	-	50	-
Adiciones de financiación	-	16.658	4.989	-	21.647	66.573
Amortizaciones de principal	-	(6.704)	(535)	(8)	(7.247)	(50.662)
Amortizaciones de interés	-	(6.677)	(642)	(5)	(7.324)	(4.977)
Cargas incurridas durante el período ^(*)	-	6.715	593	18	7.326	6.998
Diferencias monetarias y cambiarias	-	80	278	(2)	356	43
Prepagos	-	(26.739)	-	-	(26.739)	(19.031)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	-	60.352	12.070	124	72.546	77.452
En el extranjero						
Saldo el 1 de enero de 2017	17.446	121.056	160.243	1.767	300.512	189.971
Ajuste por diferencias de cambio	129	545	2.861	14	3.549	-
Adiciones de financiación	727	26.341	32.574	391	60.033	47.435
Amortizaciones de Principal	(2.914)	(10.365)	(3.048)	(151)	(16.478)	(30.276)
Amortizaciones de Interés	(399)	(4.110)	(9.022)	(46)	(13.577)	(1.390)
Cargas incurridas durante el período ^(*)	523	4.661	10.249	65	15.498	8.902
Diferencias monetarias y cambiarias	33	429	2.975	2	3.439	2.368
Prepagos	(3.403)	(35.137)	(25.111)	(1.147)	(64.798)	(26.345)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	12.142	103.420	171.721	895	288.178	190.665
Saldo total el 31 de diciembre de 2017	12.142	163.772	183.791	1.019	360.724	268.117
Corriente					23.160	74.724
No corriente					337.564	193.393

(*) Incluyen las apropiaciones de la plusvalía (*goodwill*), los descuentos y los costos de las transacciones asociados.

A partir del primer de enero de 2018, modificaciones de flujo de efectivo contractual pasan a ser tratadas según los términos de la NIIF 9, conforme a la nota explicativa 6.1.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

17.3. Reconciliación de la deuda con los flujos de efectivo de las actividades de financiación

	Consolidado						
	Saldo en 31.12.2016	Captaciones	Amortizaciones (*)	Cargas incurridas	Diferencias Monetarias y de Cambio	Ajuste por Diferencias de Cambio	Saldo en 31.12.2017
Cambio de las financiaciones							
Financiaciones	384.989	81.680	(136.163)	22.824	3.795	3.599	360.724
Conciliación con el Estado del Flujo de Efectivo							
Mantenidos para venta		5.200	(49)				
Adquisición de Propiedad, Planta y Equipo a plazo		(413)					
Gastos con restructuración de deuda			(1.067)				
Depósitos vinculados a financiaciones			(171)				
Cambio de arrendamiento financiero			64				
Flujo de efectivo de las actividades de financiación		86.467	(137.386)				

(*) Incluye amortización del principal, interés y pré-pago.

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

	Consolidado							
Vencimiento en	hasta 1 año	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 años adelante	Total (*)	Valor razonable
Financiaciones en Reales (R\$):	4.828	9.192	13.573	10.099	15.377	18.060	71.129	61.194
Indexadas al tipo variable	2.553	7.723	12.167	8.708	14.123	14.011	59.285	
Indexadas al tipo fijo	2.275	1.469	1.406	1.391	1.254	4.049	11.844	
Tasa promedio de financiaciones	6,6%	6,6%	6,8%	7,3%	6,8%	5,9%	6,6%	
Financiaciones en Dólares Estadunidenses (US\$):	16.948	9.308	17.294	28.833	41.586	148.291	262.260	294.307
Indexadas al tipo variable	12.878	5.176	12.962	10.427	31.555	43.442	116.440	
Indexadas al tipo fijo	4.070	4.132	4.332	18.406	10.031	104.849	145.820	
Tasa promedio de financiaciones	5,4%	5,8%	5,8%	5,7%	5,6%	6,5%	6,1%	
Financiaciones en R\$ indexados al US\$:	281	271	271	271	260	-	1.354	1.292
Indexadas al tipo variable	65	64	64	64	53	-	310	
Indexadas al tipo fijo	216	207	207	207	207	-	1.044	
Tasa promedio de financiaciones	3,8%	3,7%	3,6%	3,3%	2,6%		3,6%	
Financiaciones en Libra Esterlina (£):	206	-	-	-	-	7.678	7.884	8.568
Indexadas al tipo fijo	206	-	-	-	-	7.678	7.884	
Tasa promedio de financiaciones	6,2%	-	-	-	-	6,3%	6,3%	
Financiaciones en Yen (¥):	302	-	-	-	-	-	302	322
Indexadas al tipo variable	302	-	-	-	-	-	302	
Tasa promedio de financiaciones	0,4%	-	-	-	-	-	0,4%	
Financiaciones en Euro (€):	573	2.652	758	2.965	2.371	8.454	17.773	20.075
Indexadas al tipo variable	4	-	602	-	-	-	606	
Indexadas al tipo fijo	569	2.652	156	2.965	2.371	8.454	17.167	
Tasa promedio de financiaciones	4,3%	4,3%	4,5%	4,6%	4,8%	4,6%	4,5%	
Financiaciones en otras monedas:	22	-	-	-	-	-	22	22
Indexadas al tipo fijo	22	-	-	-	-	-	22	
Tasa promedio de financiaciones	14,0%	-	-	-	-	-	14,0%	
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%	
Total el 31 de diciembre de 2016	31.796	36.557	68.112	53.165	61.198	134.161	384.989	387.077
Tasa promedio de financiación	6,1%	6,0%	5,9%	5,9%	5,4%	6,4%	6,2%	

* El plazo promedio del vencimiento de las financiaciones el 31 de diciembre de 2017 es 8,61 años (7,46 años el 31 de diciembre de 2016).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

En 31 de diciembre de 2017, 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\$ 179.451 (R\$ 151.582 el 31 de diciembre de 2016); 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\$ 206.329 (R\$ 235.495 el 31 de diciembre de 2016).

El análisis de sensibilidad de los instrumentos financieros sujetos a diferencia de cambio es presentado en la nota explicativa 33.2.

17.5. 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 6,16% p.a. en 2017 (5,80% p.a. en 2016).

17.6. Líneas de crédito

Empresa	Institución financiera	Fecha de apertura	Plazo	Contratado	Utilizado	Valor Saldo
En el exterior (Valores en US\$ millones)						
Petrobras	China Development Bank	04/12/2017	14/12/2019	5.000	3.000	2.000
PGT BV	CHINA EXIM	24/10/2016	Indefinido	1.000	-	1.000
Total				6.000	3.000	3.000
En Brasil						
PNBV	BNDES	03/09/2013	26/03/2018	9.878	2.726	7.152
Transpetro	BNDES	07/11/2008	12/08/2041	1.763	567	1.196
Transpetro	Banco do Brasil	09/07/2010	10/04/2038	78	33	45
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	-	329
Total				12.048	3.326	8.722

17.7. Garantías

Las instituciones financieras por lo general no requieren garantías para los préstamos y financiaciones 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 financiaciones obtenidas en los mercados de capitales, que representan títulos emitidos por la Compañía, no tienen garantías reales.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

18. Arrendamientos

18.1. Cobros / pagos mínimos de arrendamiento financiero

							Consolidado	Controladora
	Valor futuro	Interés anual	Cobros Valor presente	Valor futuro	Interés anual	Pagos Valor presente	Pagos Valor presente	
Compromisos Estimados								
2018	407	(227)	180	172	(88)	84	1.261	
2019 - 2022	1.592	(730)	862	489	(247)	242	2.903	
2023 en adelante	1.993	(422)	1.571	1.283	(850)	433	1.205	
El 31 de diciembre de 2017 (*)	3.992	(1.379)	2.613	1.944	(1.185)	759	5.369	
Corriente			180			84	1.261	
No corriente			2.433			675	4.108	
El 31 de diciembre de 2017 (*)			2.613			759	5.369	
Corriente			297			59	1.091	
No corriente			4.506			736	4.975	
El 31 de diciembre de 2016			4.803			795	6.066	

(*) Rescisión del contrato de arrendamiento financiero del buque sonda Vitória 10.000, según nota explicativa 8.3.1.

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
2018	27.844	50.235
2019	20.814	41.312
2020	20.602	40.635
2021	21.646	41.491
2022	20.443	39.689
2023 en adelante	193.049	271.944
El 31 de diciembre de 2017	304.398	485.306
El 31 de diciembre de 2016	315.865	527.410

El 31 de diciembre de 2017, 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\$ 174.336 en el Consolidado y R\$ 174.332 en la Controladora (R\$ 161.884 en el Consolidado y R\$ 161.882 en la Controladora, en 2016).

En el ejercicio de 2017, la Compañía reconoció gastos de R\$ 32.674 de arrendamiento operativo en el Consolidado y R\$ 48.825 en la Controladora (R\$ 34.438 en el Consolidado y R\$ 53.228 en la Controladora en 2016).

Las operaciones de arrendamiento operativo tienen como base normativa el 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 que es revisada y aprobada anualmente por el Consejo de Administración, que también se aplica a las demás Sociedades del Sistema Petrobras, observados sus trámites societarios, conforme a lo dispuesto en el Estatuto Social de Petrobras.

Esta política orienta a Petrobras y su fuerza de trabajo 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:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

- 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 atiendan a 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.

Las transacciones con partes relacionadas que involucran el Gobierno Federal, sus empresas y entidades, que estén dentro del alcance de la aprobación por el Consejo de Administración, serán precedidas de una evaluación por parte del Comité de Auditoría Estatutaria y del Comité de los No Controladores y deben ser aprobadas por al menos 2/3 (dos tercios) de los miembros elegidos del Consejo de Administración.

La política también tiene por objeto garantizar la adecuada toma de decisiones de la administración de la Compañía.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

19.1 Transacciones comerciales por operación (controladora)

			31.12.2017		31.12.2016	
	Corriente	No corriente	Total	Corriente	No corriente	Total
Activo						
Cuentas por cobrar						
Cuentas por cobrar, principalmente por ventas	11.776	-	11.776	10.031	-	10.031
Dividendos a recibir	1.161	-	1.161	3.045	-	3.045
Operaciones de mutuo	-	34	34	-	225	225
Anticipo para aumento de capital	-	-	-	-	3.882	3.882
Valores vinculados a la construcción de gasoducto	-	845	845	-	1.126	1.126
Arrendamiento financiero	103	-	103	98	914	1.012
Otras operaciones	491	466	957	558	425	983
Activos mantenidos para venta	820	-	820	702	-	702
Total	14.351	1.345	15.696	14.434	6.572	21.006
Pasivo						
Arrendamiento financiero	(1.242)	(3.592)	(4.834)	(1.096)	(4.452)	(5.548)
Operaciones de mutuo	-	(3.315)	(3.315)	-	(28.903)	(28.903)
Pago anticipado de exportaciones	(37.373)	(112.835)	(150.208)	(28.115)	(101.011)	(129.126)
Proveedores	(9.525)	-	(9.525)	(12.116)	-	(12.116)
Compras de petróleo, derivados y otras	(5.001)	-	(5.001)	(6.373)	-	(6.373)
Arrendamiento de plataformas	(3.927)	-	(3.927)	(5.282)	-	(5.282)
Anticipos de clientes	(597)	-	(597)	(461)	-	(461)
Otros	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones	(69)	(439)	(508)	-	-	-
Pasivos mantenidos para la venta	(44)	-	(44)	-	-	-
Total	(48.253)	(120.181)	(168.434)	(41.327)	(134.366)	(175.693)
Resultado					2017	2016
Ingresos, principalmente ventas					134.264	129.260
Diferencias monetarias y cambiarias, netas					(4.405)	(7.595)
Ingresos (gastos) financieros, netos					(10.297)	(11.970)
Total					119.562	109.695

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

19.2. Transacciones comerciales por empresa (controladora)

	Resultado		Activo Corriente	Activo No corriente	31.12.2017	31.12.2016	Pasivo Corriente	Pasivo No corriente	31.12.2017	31.12.2016
	2017	2016			Activo Total	Activo Total			Pasivo Total	Pasivo Total
Subsidiarias (*)										
BR	69.573	75.343	1.566	-	1.566	2.259	(307)	-	(307)	(211)
PIB BV	23.871	11.272	6.213	117	6.330	4.395	(37.921)	(116.151)	(154.072)	(158.760)
Gaspetro	7.565	6.341	847	106	953	849	(372)	-	(372)	(291)
PNBV	2.199	2.717	1.799	13	1.812	1.880	(4.281)	-	(4.281)	(5.891)
Transpetro	916	955	792	219	1.011	1.169	(1.216)	-	(1.216)	(1.093)
Logigás	32	(115)	304	845	1.149	1.368	(238)	-	(238)	(205)
Termoeléctricas	(162)	(209)	54	32	86	322	(204)	(808)	(1.012)	(1.103)
Fundo de Inversión										
Imobiliário	(190)	(260)	98	-	98	66	(255)	(1.228)	(1.483)	(1.723)
TAG	205	(554)	612	-	612	5.942	(1.068)	-	(1.068)	(1.938)
PDET Off Shore (**)	(100)	(114)	-	-	-	-	(397)	(440)	(837)	(888)
Otras subsidiarias	2.788	2.282	1.712	11	1.723	2.272	(679)	-	(679)	(1.634)
	106.697	97.658	13.997	1.343	15.340	20.522	(46.938)	(118.627)	(165.565)	(173.737)
Entidades Estructuradas										
CDMPI	(310)	(250)	-	-	-	-	(447)	(1.115)	(1.562)	(1.876)
	(310)	(250)	-	-	-	-	(447)	(1.115)	(1.562)	(1.876)
Asociadas y Negocios en Conjunto										
Asociadas del sector petroquímico										
petroquímico	12.782	12.251	172	-	172	412	(34)	-	(34)	(72)
Otras asociadas y Negocios en Conjunto										
Negocios en Conjunto	393	36	182	2	184	72	(834)	(439)	(1.273)	(8)
	13.175	12.287	354	2	356	484	(868)	(439)	(1.307)	(80)
Total	119.562	109.695	14.351	1.345	15.696	21.006	(48.253)	(120.181)	(168.434)	(175.693)

(*) Incluye sus subsidiarias y negocios conjuntos.

(**) 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.

19.3. Tasas anuales de operaciones de mutuo

	Controladora			
	Activo		Pasivo	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Del 5,01% al 7%	-	77	(3.315)	(28.903)
Del 7,01% al 9%	-	100	-	-
Superior al 9,01%	34	48	-	-
Total	34	225	(3.315)	(28.903)

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 subsidiarias del Sistema Petrobras. Los valores invertidos están registrados en cuentas por cobrar.

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

	Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016
Cuentas a cobrar, netas	14.222	11.301
Cesiones de derechos crediticios	(25.499)	(23.121)
	2017	2016
Ingresos financieros FIDC-NP	1.179	1.018
Gastos financieros FIDC-NP	(1.965)	(2.680)
Resultado financiero	(786)	(1.662)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

19.5. Garantías concedidas

Petrobras tiene por procedimiento otorgar garantías a las filiales y subsidiarias 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 filiales/subsidiarias 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						31.12.2017	31.12.2016
	PGF (*)	PGT (**)	PNBV	TAG	Otros	Total	Total
2017	-	-	-	-	-	-	6.374
2018	918	-	316	-	546	1.780	20.935
2019	7.883	-	-	-	43	7.926	45.463
2020	5.723	4.962	1.237	-	3.575	15.497	41.270
2021	21.361	-	579	-	782	22.722	47.950
2022	12.306	18.765	3.308	3.878	1.895	40.152	9.008
2023 en adelante	124.321	39.062	10.522	-	1.407	175.312	116.870
Total	172.512	62.789	15.962	3.878	8.248	263.389	287.870

(*) 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 3 operaciones de financiación que Petrobras obtuvo del *China Development Bank* (CDB), con vencimientos en 2019, 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 400.000 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 2017 es de R\$ 35.775 (US\$ 10.815 millones), y en 31 de diciembre de 2016 era de R\$ 30.011 (US\$ 9.208 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, conforme nota explicativa 35.1. Con la liquidación de la financiación con vencimiento en 2019, la colateralidad de recibibles futuros de las ventas de crudo pasa a ser como máximo 200.000 bbl/día hasta 2019, máximo 300.00 bbl/d de 2020 hasta 2026 y 100.000 bbl/d en 2027.

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

19.6. Fondo de inversión en el exterior de subsidiarias

El 31 de diciembre de 2017, una subsidiaria 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 PGF, de la controlada PDET y de entidades estructuradas consolidadas, relacionados principalmente con los proyectos CDMPI y Charter, equivalentes a R\$ 4.675 (R\$ 10.389 el 31 de diciembre de 2016).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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

La Compañía lleva a cabo, y espera seguir llevando 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 controladora, 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:

	2017	31.12.2017		2016	31.12.2016	Consolidado
	Resultado	Activo	Pasivo	Resultado	Activo	Pasivo
Negocios conjuntos y asociadas						
Distribuidoras estatales de gas	7.040	971	468	6.088	803	226
Empresas del sector petroquímico	12.273	194	53	12.337	426	88
Otros negocios conjuntos y asociadas	(2.043)	587	2.286	1.624	580	1.245
Subtotal	17.270	1.752	2.807	20.049	1.809	1.559
Entidades gubernamentales						
Títulos gubernamentales	488	5.631	-	454	3.628	-
Bancos controlados por el Gobierno Federal	(4.678)	19.317	40.986	(10.740)	13.408	64.727
Cuentas por cobrar del Sector Eléctrico (nota explicativa 8.4)	2.055	17.362	1	3.359	16.042	8
Cuenta petróleo y alcohol - Créditos con el Gobierno Federal	4	829	-	18	875	-
Otros	705	149	716	687	1.326	1.081
Subtotal	(1.426)	43.288	41.703	(6.222)	35.279	65.816
Planes de pensión	1	226	311	1	158	324
Total	15.845	45.266	44.821	13.828	37.246	67.699
Ingresos, principalmente ventas	23.995			23.067		
Adquisiciones y servicios	(5.105)			(309)		
Diferencias monetarias y cambiarias, netas	759			(1.035)		
Ingresos (gastos) financieros, netos	(3.804)			(7.895)		
Activo corriente		8.347			9.979	
Activo no corriente		36.919			27.267	
Pasivo corriente			5.109			13.157
Pasivo no corriente			39.712			54.542
Total	15.845	45.266	44.821	13.828	37.246	67.699

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 12.3 para mayores informaciones sobre el Contrato de Cesión Onerosa.

19.8. Cuentas de petróleo y alcohol - Unión Federal

A 31 de diciembre de 2017, el saldo de la cuenta actualizada monetariamente es de R\$ 829 (R\$ 875 al 31 de diciembre de 2016) y podrá ser quitado por la Unión por medio de la emisión de títulos del Tesoro Nacional, de valor igual al saldo final de encuentro de cuentas con la Unión, de acuerdo con lo previsto en la Medida Provisional n° 2.181, de 24 de agosto de 2001, o mediante compensación con otros importes que Petrobras debiera estar debiendo a la Unión Federal, en la época, incluso 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 las informaciones requeridas por la Secretaría del Tesoro Nacional - STN, para dirimir las divergencias aún existentes entre las partes.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Considerando que se ha agotado el proceso 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 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 ingresó con recurso de apelación que se encuentra pendiente de juicio por el Tribunal Regional Federal.

19.9. Remuneración del personal clave de la Compañía

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 2017 y 2016 fueron las siguientes:

Remuneración del empleado	En reales	
	Dic/2017	Dic/2016
Menor remuneración	3.131,40	3.078,15
Remuneración promedio	18.151,73	17.707,71
Mayor remuneración	99.490,61	92.203,64
Remuneración del dirigente 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) fueron las siguientes:

	2017			2016		
	Directorio Ejecutivo	Consejo de Administración (titulares)	Total	Directorio Ejecutivo	Consejo de Administración (titulares y suplentes)	Total
Salarios y beneficios	12,2	0,9	13,1	11,8	1,2	13,0
Cargas sociales	3,5	0,1	3,6	3,4	0,3	3,7
Pensión	1,0	-	1,0	1,0	-	1,0
Beneficios motivados por la cesación del ejercicio del cargo	-	-	-	0,7	-	0,7
Remuneración total	16,7	1,0	17,7	16,9	1,5	18,4
Número de miembros - media en el período (*)	7,92	9,00	16,92	7,67	11,00	18,67
Número de miembros remunerados - media en el período (**)	7,92	5,75	13,67	7,67	9,33	17,00

(*) 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 periodo de enero a diciembre de 2017, los gastos consolidados con la remuneración total de los directores y de los consejeros del Sistema Petrobras ascendieron a R\$ 77,4 (R\$ 81,4 en el periodo de enero a diciembre de 2016).

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

Los miembros del Consejo de Administración que participen en el Comité de Auditoría Estatutaria renuncian a la remuneración de Consejero de Administración, con base en el art. 38, § 8° del Decreto n° 8.945, de 27 de diciembre de 2016 y los mismos tuvieron derecho a una remuneración total de R\$ 302 mil en el período de abril a diciembre de 2017 (R\$ 362 mil, considerando las cargas sociales).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

La Asamblea General Ordinaria de Petrobras, celebrada el 27 de abril de 2017, fijó los honorarios mensuales de los miembros del Comité de Auditoría en el 10% de la remuneración media mensual de los miembros del Directorio Ejecutivo, excluidos los valores relativos a adicional de vacaciones y beneficios.

20. Provisiones para desmantelamiento de áreas

Pasivo no corriente	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Saldo inicial	33.412	35.728	32.615	34.641
Revisión de provisión	13.522	(1.785)	13.272	(2.029)
Transferencias de pasivos mantenidos para venta	(379)	(60)	(379)	323
Utilización por pagos	(2.265)	(2.606)	(2.183)	(2.600)
Actualización de intereses	2.418	2.290	2.352	2.280
Otros	77	(155)	-	-
Saldo final	46.785	33.412	45.677	32.615

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 2017, la revisión de la provisión por el monto de R\$ 13.522 reflejó principalmente la reducción de la tasa de descuento ajustada al riesgo del 7,42% a.a. en 2016 a 5,11% a.a. en 2017, debido a la mejora en la percepción riesgo de mercado en el país, así como por la anticipación del cronograma de abandono en algunos proyectos.

21. Impuestos

21.1. Impuestos Corrientes

Impuesto sobre la renta y contribución social	Consolidado				Controladora		
	Activo Corriente		Pasivo Corriente		Pasivo No Corriente	Activo Corriente	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2017	31.12.2016
En el país							
Impuestos sobre las ganancias	1.464	1.938	130	364	-	669	786
Programas de regularización de deudas federales (*)	-	-	753	-	2.219	-	-
	1.464	1.938	883	364	2.219	669	786
En el exterior	120	23	107	48	-	-	-
Total	1.584	1.961	990	412	2.219	669	786

(*) Detalle en la nota 21.2.

Otros impuestos y contribuciones	Consolidado							
	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente *	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Impuestos en Brasil:								
ICMS / ICMS diferido	3.089	3.156	2.338	2.202	3.377	3.513	-	-
PIS y COFINS/ PIS y COFINS diferidos	2.711	2.314	7.548	7.374	2.711	1.509	-	-
CIDE	47	71	-	-	344	386	-	-
Participación especial/Royalties	-	-	-	-	5.311	4.015	-	-
Impuesto a las ganancias y contribución social retenidos en la fuente	-	-	-	-	520	1.584	-	-
Programas de regularización de deudas federales (**)	-	-	-	-	2.144	90	-	-
Otros	566	540	237	623	545	621	284	65
Total en Brasil	6.413	6.081	10.123	10.199	14.952	11.718	284	65
Impuestos en el exterior	65	111	48	37	94	108	-	-
Total	6.478	6.192	10.171	10.236	15.046	11.826	284	65

(*) Los montos de otros impuestos y contribuciones en los pasivos no corrientes se clasifican en "otras cuentas por pagar".

(**) Incluye el valor de R\$ 6 de REFIS de ejercicios anteriores.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

21.2. Programas de regularización de deudas federales

En 2017, se instituyeron programas de regularización tributaria de débitos que posibilitaron a la Compañía el pago de débitos beneficiándose de reducciones de intereses, multas y cargas legales, así como utilización de créditos de pérdida fiscal, observando las obligaciones impuestas por cada programa, permitiendo así el cierre de importantes disputas judiciales (ver nota explicativa 30) con una reducción de débitos de naturaleza tributaria y no tributaria en el total de R\$ 38.136, junto a la *Receita Federal do Brasil* (RFB), *Procuradoria Geral da Fazenda Nacional* (PGFN) y de autarquías y fundaciones públicas federales, como se muestra a continuación:

Medida Provisional	Convertida en Ley	Programas	Deudas Existentes	Beneficio de reducción	Valor a ser pagado, después del beneficio
766	-	Instituyó el Programa de Regularização Tributária (PRT) (*)	1.660	-	1.660
783	13.496	Instituyó el Programa Especial de Regularização Tributária (PERT)	7.259	3.285	3.974
780	13.494	Instituyó el Programa de Regularização de Débitos não Tributários (PRD)	1.076	358	718
795	13.586	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 débitos federales:

	Pago				Consolidado	
	Adhesión con beneficios	Efectivo	Pérdida Fiscal	Total	Actualización Monetaria	31.12.2017
PRT						
IRPJ/CSLL	1.061	(212)	(342)	(554)	-	507
Otros impuestos	599	(120)	(479)	(599)	-	-
	1.660	(332)	(821)	(1.153)	-	507
PERT						
IRPJ/CSLL*	3.739	(1.344)	-	(1.344)	66	2.461
Otros impuestos	235	(109)	-	(109)	5	131
	3.974	(1.453)	-	(1.453)	71	2.592
PRD						
Participaciones especiales y royalties	718	(430)	-	(430)	-	288
Ley nº 13.586/17						
IRRF	1.723	-	-	-	-	1.723
Total	8.075	(2.215)	(821)	(3.036)	71	5.110
Corriente						2.891
No corriente						2.219

* Reducción por el reprocesamiento de las parcelas vincendas en el valor de R\$ 776 conforme la Ley nº 13.496/17.

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

	A partir de						Consolidado	
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL	
PRT	507	-	-	-	-	-	507	
PERT	392	199	199	199	199	1.404	2.592	
PRD	288	-	-	-	-	-	288	
LEI 13.586/17	1.723	-	-	-	-	-	1.723	
TOTAL	2.910	199	199	199	199	1.404	5.110	

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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

La Compañía incluyó en este programa procesos en la esfera administrativa, por el monto de R\$ 1.660, relativos a solicitudes de compensación no homologadas de *Imposto de Renda da Pessoa Jurídica* (IRPJ), *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* (CSLL) y de otros tributos federales, cuyas expectativas de pérdidas, en su mayoría, se consideraban probables.

La Compañía evaluó las opciones del programa y decidió por el pago de los débitos tributarios en el monto de R\$ 1.660, siendo R\$ 332 en efectivo y R\$ 1.328 con el beneficio de la utilización de créditos de pérdida fiscal, de los cuales R\$ 821 ya fueron compensados hasta 31 de diciembre de 2017 y para el restante, en el valor de R\$ 507, hay la expectativa de compensación en los próximos 12 meses, tan pronto se publique la reglamentación de la consolidación del PRT por la RFB.

Con la adhesión al PRT, en mayo de 2017, hubo la reversión de procesos judiciales provisionados por el monto de R\$ 1.560, y el impacto negativo en el resultado fue de R\$ 264, neto de efectos fiscales, conforme presentado en la nota 21.2.5.

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 deducibilidad integral de las obligaciones asumidas por la Compañía en 2008 en los *Termos de Compromissos Financeiros* (TCF), celebrados con Petros y entidades representantes de los empleados, en la base de cálculo del *Imposto de Renda da Pessoa Jurídica* (IRPJ) y de la *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* (CSLL). La obligación asumida por intermedio del TCF representó contrapartida a las adhesiones hechas a los participantes del Plan Petros a la repactación para la alteración de beneficios del plan y para el cierre de litigios existentes en la época.

La sentencia publicada en mayo y confirmada en junio de 2017 reconoció la deducibilidad en la base de cálculo del 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. Después de examinar los fundamentos de dichas decisiones, la Compañía alteró la expectativa de pérdida de parte de este proceso para probable.

Considerando que este proceso tramitaba en el ámbito de la PGFN, no habiendo así la posibilidad de utilización de créditos de pérdida fiscal, la Compañía evaluó las demás opciones del programa y decidió por la resolución de este proceso judicial de R\$ 6.541, con beneficio de reducción de intereses, multas y cargas legales, con pago de R\$ 4.356, siendo R\$ 1.344 hasta 31 de diciembre de 2017, y el restante en 145 parcelas mensuales y sucesivas, más los intereses a partir de enero de 2018.

Sin embargo, con la adhesión realizada en agosto de 2017 y posterior publicación de la Ley n° 13.496 de 24 de octubre de 2017, ampliando los porcentajes de descuentos, hubo la necesidad de actualización del proceso judicial y reprocesamiento del valor de las parcelas vincendas, conforme a lo previsto en la Portaria PGFN n° 1.032, de 25 de octubre de 2017, lo que significó una economía adicional de aproximadamente R\$ 779 y reducción de las cuotas mensuales, para un valor total de R\$ 2.295, sujeto a la actualización por la tasa SELIC.

Originalmente el plazo de adhesión al programa terminaría el 31 de agosto de 2017. Sin embargo, la Medida Provisional n° 807, de 31 de octubre de 2017, prorrogó el plazo de adhesión hasta el 14 de noviembre de 2017. De ese modo, la Compañía incluyó débitos administrados por la RFB que tuvieron decisiones desfavorables en el período con alteración de su expectativa de pérdida para probable, por el monto de R\$ 718, que después de los beneficios de reducciones se liquidarán en el monto de R\$ 394, cuya modalidad de adhesión fue preponderantemente en efectivo, con pago de R\$ 325 hasta enero de 2018 y el saldo restante en 141 parcelas, cuyos procesos se relacionan a:

- Beneficio fiscal de reducción integral de las alícuotas del *Imposto de Importação* (II) y del *Imposto sobre Produtos Industrializados* (IPI) en la importación de equipos necesarios para la instalación de las unidades generadoras de

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

energía eléctrica de Termorio S.A., actualmente incorporada en Petrobras, en el monto de R\$ 330. Después de los descuentos, el valor se reduce a R\$ 150.

- Aprovechamiento de pérdida fiscal de IRPJ y base de cálculo negativa de la CSLL de la Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos (CLEP), actualmente incorporada en Petrobras, en el monto de R\$ 120. Después de los descuentos, el valor se reduce a R\$ 63.
- Contribuciones destinadas a las entidades privadas de servicio social y de formación profesional, además de *Programas de Integração Social (PIS)* y de *Financiamento da Seguridade Social (COFINS)* en el monto de R\$ 80. Después de los descuentos, el valor se reduce a R\$ 60.
- Deudas relativas a IRPJ, CSLL, PIS, COFINS, INSS y IPI de subsidiarias (BR y Transpetro) en el monto de R\$ 188. Después de los descuentos, el valor se reduce a R\$ 121.

De esta forma, el impacto negativo en el resultado de 2017 fue de R\$ 5.905, conforme nota 21.2.5. Este impacto considera la adhesión neta de los efectos fiscales en el valor de R\$ 3.582, reversión de procesos judiciales provisionados por el monto de R\$ 35 y la revisión del procedimiento adoptado por Petrobras para los ejercicios de 2012 a 2017, que no genera efecto sobre el efectivo, pero sólo sobre el saldo de pérdida fiscal en el valor de R\$ 2.287, además de la actualización monetaria de R\$ 71.

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

El PRD tiene como alcance débitos de naturaleza no tributaria junto a autarquías y fundaciones públicas federales, vencidos hasta el 25 de octubre de 2017, constituidos o no, en discusión administrativa o judicial, incluyendo deudas objetos de pagos parcelados anteriores rescindidos o activos.

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 virtud de decisiones judiciales ocurridas en agosto de 2017, acogiendo los argumentos de la *Agência Nacional de Petróleo (ANP)* en los procesos en discusión.

La Compañía evaluó las opciones del programa y decidió por la resolución de esos procesos, en el total de R\$ 1.076, con los beneficios de reducción de intereses, multas y cargas legales, con pago de R\$ 718, siendo R\$ 430 pagos en el cuarto trimestre de 2017 y R\$ 288 en enero de 2018, sujeto a la actualización por la tasa SELIC.

Con la adhesión al PRD, el impacto negativo en el resultado fue de R\$ 519, neto de efectos fiscales, conforme presentado en la nota 21.2.5.

21.2.4. Programa de Parcelamiento instituido por el art. 3º de la Ley nº 13.586/17

Como se expuso en la nota explicativa 21.2, la Ley 13.586 de 28 de diciembre de 2017, originaria de la Medida Provisional (MO) nº 795/17, dispuso sobre el tratamiento tributario de varias cuestiones relevantes inherentes a las actividades de explotación y producción de petróleo o de gas natural. Adicionalmente, la Ley instituyó el programa de parcelamiento por medio del 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 decisión de adhesión al programa se basó en los beneficios económicos, ya que el mantenimiento de las discusiones implicaría un esfuerzo financiero para ofrecer garantías judiciales y la posibilidad del cierre de discusiones administrativas y judiciales de IRRF para los ejercicios 2008 a 2013, de R\$ 28.141, además del ejercicio de 2014, no procesado. La Compañía realizará el pago de R\$ 1.723 en 12 parcelas de R\$ 144, siendo la primera pagada el 31 de enero de 2018 y las demás en el último día hábil de los meses subsiguientes, más los intereses actualizados por la tasa SELIC.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Con la adhesión a ese parcelamiento, el impacto negativo en el resultado de 2017, enteramente reconocido en su cuarto trimestre, fue de R\$ 1.137, neto de efectos fiscales, conforme presentado en la nota 21.2.5.

21.2.5. Efectos de los programas en la ganancia del ejercicio

	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)

(*) Parte de la provisión en el monto de R\$ 627 fue registrada en el 1T-2017.

21.3. Programas de amnistías estatales

En 2017, hubo la adhesión por Petrobras a programas de amnistías estatales para pago en efectivo de débitos de ICMS administrados por los estados del Amazonas, Ceará, Minas Gerais y Pernambuco, con reducción del 100% de multa e intereses. En consecuencia, la Compañía reconoció como gastos por impuestos, el total de R\$ 376.

21.4. Legislación Tributaria

21.4.1. Federal

El 28 de diciembre de 2017, la Medida Provisional (MP) 795 de 17 de agosto de 2017 fue convertida en Ley n° 13.586, y vino a disponer sobre el tratamiento tributario de las actividades de exploración y desarrollo de campo de petróleo o de gas natural e instituye régimen tributario especial para las actividades de explotación, de desarrollo y de producción de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos.

La aprobación del nuevo modelo de tributación del sector generó una mayor estabilidad y seguridad jurídica a las empresas, posibilitando mayores inversiones y reducción de litigios. A continuación se relacionan los principales temas abordados en esta ley:

- Dedutibilidad, a efectos de la determinación de la ganancia real (IRPJ) y de la base de cálculo de la CSLL, de los gastos relativos a la explotación y producción de petróleo y gas natural integral e inmediatamente en el ejercicio en que incurridos, y de los gastos asociados a la formación de activos para el desarrollo de la producción, por medio de agotamiento acelerado, a ser apurado multiplicándose la cuota de 2,5 veces sobre la tasa calculada por el método de las unidades producidas, revocando el art. 12 del Decreto-Ley n° 62/1966, que asegura la deducción inmediata de las inversiones relacionadas con la explotación y producción de petróleo y gas natural;
- Previsión de exclusión, en la determinación de la ganancia real (IRPJ) y en la base de cálculo de la CSLL de la persona jurídica controladora domiciliada en el país, hasta el 31/12/2019, de la parte de la ganancia obtenida en el exterior, por controlada, directa o indirecta, o vinculada, correspondiente a las actividades de flete por tiempo o casco desnudo, arrendamiento mercantil operacional, alquiler, préstamo de bienes o prestación de servicios directamente relacionados a las fases de explotación y de producción de petróleo y gas natural, en el territorio brasileño;

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

- Creación del Repetro-Sped con validez hasta el 31/12/2040, perfeccionando el régimen especial destinado a las actividades de investigación y de labranza de los yacimientos de petróleo y gas natural, por medio de provisiones constantes en la Ley nº 13.586/2017 en conjunto con el Decreto nº 9.128, de 17 de agosto de 2017, cuya principal modificación fue la previsión de deshonación de los bienes permanentes y no sólo más para bienes admitidos temporalmente. Además, el Repetro-Sped trajo otros importantes avances, tales como: i) posibilidad de migración de los bienes amparados por el antiguo régimen al nuevo, sin el pago de la carga tributaria federal en el proceso de nacionalización; ii) ampliación de la posibilidad de utilización del régimen para los equipos de pozos; iii) deshonación de tributos federales para insumos adquiridos por los proveedores nacionales, extendida incluso a los fabricantes intermediarios; y iv) mayor adherencia y racionalidad en relación a las operaciones de la industria, minimizando riesgos de incumplimiento del régimen;
- Nuevas reglas en cuanto a la tributación por el *Imposto de Renda Retido na Fonte* (IRRF) sobre las remesas al exterior para pago de fletamento de embarcaciones, y regularización de los hechos generadores de IRRF anteriores a 2014.

Como se describe en la nota explicativa 21.2.4, la Ley también instituyó el programa de parcelación de IRRF sobre remesas al exterior para el pago de contratos de fletamento ocurridas hasta 2014, que permitió regularizar disputas judiciales sobre esa materia.

Adicionalmente, en julio de 2017 se publicó el Decreto nº 9.101/2017 incrementando las alícuotas de PIS y COFINS sobre la facturación de gasolina y aceite diesel. Estos valores se consideran íntegramente en el precio de realización de los combustibles, contribuyendo al crecimiento significativo del monto de estas contribuciones recogido en 2017.

Por otro lado, se debe destacar la decisión del Supremo Tribunal Federal (STF), en octubre de 2017, que excluyó el ICMS de la base de cálculo del PIS y de la COFINS, por no componer facturación o ingresos brutos.

Resolución nº 703/17

La *Agência Nacional do Petróleo, do Gás Natural e dos Biocombustíveis* (ANP) publicó el 26 de septiembre de 2017 la Resolución 703 estableciendo los nuevos criterios para la fijación del precio de referencia a ser utilizado en el cálculo de las participaciones gubernamentales, siendo el nuevo cálculo aplicado a partir del 1 de enero de 2018 de forma gradual hasta 2022, partiendo de un porcentaje del 20% conforme a las nuevas reglas. El cálculo de las participaciones gubernamentales pasará a tener como base el llamado Precio de Referencia del Petróleo, que toma en consideración sus diferentes características en cada área exploratoria.

21.4.2. Estatal

ICMS en la Extracción y Tasa de Fiscalización de las Actividades de Exploración de Petróleo y Gas Natural

El 30 de diciembre de 2015, el Estado de Río de Janeiro publicó nuevas Leyes que instituyeron tributos que aumentaron, a partir de marzo de 2016, la carga tributaria incidente sobre todo el sector petrolífero, conforme definido a seguir:

- Ley nº 7.182 - crea la Tasa de Control, Monitoreo y Fiscalización de las Actividades de Investigación, Labra, Exploración y Aprovechamiento de Petróleo y Gás (*Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização das Atividades de Pesquisa, Lavra, Exploração e Aproveitamento de Petróleo e Gás* - TFPG) que grava el barril de petróleo o unidad equivalente de gas natural extraído en el Estado; y
- Ley nº 7.183 - establece el cobro de ICMS (IVA) en operaciones de movimiento de petróleo desde los pozos de extracción.

La Compañía considera que no son jurídicamente sostenibles las obligaciones derivadas de estas leyes, habiendo, por esta razón, apoyado las iniciativas de ABEP – *Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás* - junto al Supremo Tribunal Federal (STF).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

En ambas las acciones propuestas por ABEP, la Procuraduría General de la República se ha manifestado favorable, opinando por la concesión de las liminares en favor de la Industria para alejar las obligaciones derivadas de estas leyes y, aún, por la legitimidad procesal de la Asociación.

Como no hubo una decisión del STF de solicitudes de liminares formales en las referidas acciones de ABEP, la Compañía ingresó con acciones individuales en el Poder Judicial Fluminense contra tales leyes, y obtuvo en diciembre de 2016 medidas cautelares que suspendieron la aplicabilidad de estos impuestos, las cuales están válidas hasta la fecha.

REPETRO-SPED aplicable al ICMS

Con la institución del REPETRO-SPED a partir de la MP 795/2017, posteriormente convertida en la Ley n°. 13.586, de 28 de diciembre de 2017, se hizo necesaria la edición de nuevo Convenio por el CONFAZ con el objetivo de autorizar a los Estados a conceder los incentivos fiscales aplicables al ICMS, de conformidad con el nuevo modelo de régimen especial para las actividades de investigación y de labranza de los yacimientos de petróleo y gas natural aprobado en el ámbito federal.

En ese contexto, el 17 de enero de 2018 se publicó el Convenio ICMS n°. 03/2018, ratificado a nivel nacional por medio del Acta Declaratoria CONFAZ n° 03, de primer de febrero de 2018, por el cual los Estados fueron autorizados a reducir la base de cálculo del ICMS en la importación o en la venta, en el mercado nacional, de bienes permanentes, así como a eximir el ICMS a la importación de bienes temporales. Además, se prevé la exención del ICMS para la migración entre regímenes de bienes admitidos antes del 31/12/2017, además de la exención en la transferencia de beneficiarios.

Hasta el presente momento, sólo los Estados de Río de Janeiro, a través del Decreto Ejecutivo n°. 46.233, de 05 de febrero de 2018, y de São Paulo, a través del Decreto Ejecutivo n°. 63.208, de 08 de febrero de 2018, introdujeron en sus órdenes normativas internas los incentivos autorizados por el Convenio ICMS n°. 03/2018.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

21.5. 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 financiaciones ^(*)	Arrendamientos mercantiles financieros	Provisión para procesos judiciales	Pérdidas fiscales	Inventarios	Beneficios concedidos a los empleados	Otros	Total	Total
	Costo con prospección y abandono de áreas	Otros ^(*)									
Saldo el 1 de enero de 2016	(40.310)	5.043	29.727	(1.366)	3.092	20.365	1.379	4.681	(27)	22.584	15.156
Reconocido en el resultado del ejercicio	3.792	(2.161)	(1.192)	108	663	(362)	19	1.731	682	3.280	1.010
Reconocido en el patrimonio neto ^(****)	-	-	(17.089)	992	-	(10)	-	3.485	-	(12.622)	(11.305)
Ajuste por diferencias de cambio	-	(77)	47	-	5	(190)	-	(13)	(43)	(271)	-
Otros ^(**)	-	250	(47)	(28)	(84)	(119)	-	(77)	316	211	12
Saldo el 31 de diciembre de 2016	(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
Saldo 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)
Impuestos diferidos activos										14.038	4.873
Impuestos diferidos pasivos										(856)	-
Saldo el 31 de diciembre de 2016										13.182	4.873
Impuestos diferidos activos										11.373	-
Impuestos diferidos pasivos										(3.956)	(2.762)
Saldo el 31 de diciembre de 2017										7.417	(2.762)

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

(**) Incluye R\$ 249 transferido para pasivos asociados a activos mantenidos para venta, por la venta de las subsidiarias Liquigás, PESA y NTS.

(***) No incluye R\$ 162 del IR Diferido de empresas transferidas para activos mantenidos para venta.

(****) Los valores reconocidos como préstamos, cuentas por cobrar/pagar y financiaciones, 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 33.2.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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 - 2018-2022, 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 2017, 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
2018	2.259	(1.229)	-	-
2019	1.333	319	-	-
2020	1.313	399	-	248
2021	1.537	2.851	-	2.514
2022	1.649	80	-	-
2023 adelante	3.282	1.536	-	-
Parte registrada contablemente	11.373	3.956	-	2.762
En el Brasil	1.691	-	-	-
En el exterior	8.799	-	-	-
Parte no registrada contablemente	10.490	-	-	-
Total	21.863	3.956	-	2.762

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía tenía créditos tributarios en el exterior no registrados por un monto de R\$ 8.799 (R\$ 8.252 al 31 de diciembre de 2016) 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\$ 7.837 (R\$ 7.416 al 31 de diciembre de 2016), y en España en el valor de R\$ 959 (R\$ 834 en 2016).

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	138
2021	502
2022	19
2023	183
2024	119
2025	19
2026	375
2027	430
2028	487
2029	537
2030 en adelante	5.990
Total	8.799

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

21.6. 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	
	2017	2016	2017	2016
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos	6.174	(10.703)	5.119	(15.690)
Impuesto sobre la renta y contribución social a las tasas nominales (34%)	(2.099)	3.639	(1.740)	5.335
Ajustes para cálculo de la tasa efectiva:				
Tasas diferenciadas para empresas en el exterior	2.154	(391)	-	-
Impuestos en Brasil sobre las ganancias obtenidas en el extranjero (*)	(227)	(1.089)	(227)	(1.089)
Incentivos fiscales	541	171	13	18
Pérdidas fiscales no reconocidas	(475)	(913)	-	-
Exclusiones/(Adiciones) permanentes, netas (**)	(1.513)	(3.242)	358	(2.749)
Adhesión a los programas de regularización de tributos federales (***)	(4.415)	-	(4.231)	-
Otros	237	(517)	263	(649)
Impuesto sobre la renta y contribución social	(5.797)	(2.342)	(5.564)	866
Impuesto sobre la renta/contribución social diferidos	(1.452)	3.280	(4.071)	1.010
Impuesto sobre la renta/contribución social corrientes	(4.345)	(5.622)	(1.494)	(144)
Total	(5.797)	(2.342)	(5.565)	866
Tasa efectiva de impuesto sobre la renta y contribución social	93,9%	(21,9)%	108,7%	5,5%

(*) 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 con planes de pensión y salud.

(***) 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.

22. Beneficios concedidos a los empleados

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

	Consolidado		Controladora	
	2017	2016	2017	2016
Pasivo				
Plan de pensión Petros	35.487	35.040	33.559	33.191
Plan de pensión Petros 2	861	955	687	778
Plan de salud AMS	35.732	36.549	32.930	33.467
Otros planes	132	124	-	-
	72.212	72.668	67.176	67.436
Corriente	2.791	2.672	2.657	2.533
No Corriente	69.421	69.996	64.519	64.903
	72.212	72.668	67.176	67.436

22.1. Planes Petros y Petros 2

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.

La Fundación Petros posee Comités específicos para análisis y deliberación acerca de la gestión de riesgos a los cuales la Fundación está expuesta y Programa de Integridad contra actos lesivos, ambos creados en 2017, con propósito de perfeccionar su gobernanza.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

a) **Plan Petros - Fundação Petrobras de Seguridade Social**

El Plan Petros 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.

Al 31 de diciembre de 2017, los saldos de los Términos de Compromiso Financiero - TCF, firmados en 2008 por la Compañía y la Fundación Petros para cubrir las obligaciones del plan, ascendían a R\$ 12.307 (R\$ 11.902 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\$ 13.454, revisado y actualizado en el tercer trimestre de 2017 para reflejar el aumento de los compromisos asumidos en el TCF.

Para el ejercicio de 2018, las contribuciones esperadas para el plan suman R\$ 728 (R\$ 692 en la Controladora) y el pago de intereses sobre el TCF, R\$ 735 (R\$ 710 en la Controladora).

La duración media del pasivo actuarial del plan al 31 de diciembre de 2017, es de 12,51 años (13,06 años en 31 de diciembre de 2016).

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

El 26 de mayo de 2017, el Consejo Deliberativo de la Fundación Petros aprobó los estados contables del ejercicio de 2016 con un déficit acumulado de R\$ 26,7 mil millones (R\$ 22,6 mil millones de déficit hasta el ejercicio de 2015) para el Plan Petros Sistema Petrobras, de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil aplicables a las entidades reguladas por el *Conselho Nacional de Previdência Complementar* (CNPc).

El déficit generado por la Fundación Petros viene siendo calculado anualmente por actuario independiente y ya se encuentra reconocido en los estados financieros de Petrobras, de acuerdo con los pronunciamientos técnicos emitidos por el *Comitê de Pronunciamentos Contábeis* (CPC), aprobados por la *Comissão de Valores Mobiliários* (CVM).

El 19 de junio de 2017, la *Superintendência Nacional de Previdência Complementar* (Previc) publicó el Término de Ajuste de Conducta (TAC) de la Fundación Petros estableciendo plazos para la implementación del plan de ecuación del déficit acumulado en 2015.

El 12 de septiembre de 2017, el Consejo Deliberativo de la Fundación Petros aprobó el Plan de Ecuación del Déficit (PED) del Plan Petros del Sistema Petrobras (PPSP), en el valor total del déficit registrado en 2015, de R\$ 22,60 mil millones. Ese valor, actualizado hasta diciembre de 2017, es de R\$ 27,3 mil millones.

El PED fue apreciado por el Consejo de Administración de Petrobras y por la *Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais* (SEST). Así, las contribuciones extras por parte de los participantes y patrocinadoras comenzarán en marzo de 2018.

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 deberá ser considerado paritariamente entre las patrocinadoras (Petrobras, Petrobras Distribuidora y Fundación Petros) y los participantes y asistidos del PPSP. Siendo así, corresponderá a Petrobras un valor total de R\$ 12,8 mil millones y a la Distribuidora, R\$ 0,9 mil millones.

El desembolso por las patrocinadoras será decreciente a lo largo de 18 años, y se estima, en el primer año, en R\$ 1,4 mil millones para Petrobras y R\$ 89 para la BR.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Las contribuciones extraordinarias de los participantes durante la fase laborativa y asistida fueron consideradas en la evaluación actuarial de 2017 siendo reductora del valor presente de la obligación, por el monto de R\$ 13,7 mil millones, mientras que las contribuciones extraordinarias de la Patrocinadora reducirán la obligación actuarial en el momento del desembolso, sin representar impacto en el resultado.

Cisión del Plan Petros del Sistema Petrobras (PPSP)

El 15 de febrero de 2018, la *Superintendência Nacional de Previdência Complementar (Previc)* autorizó la cisión del Plan Petros del Sistema Petrobras (PPSP), prevista para 31 de marzo de 2018, con la división en dos planos independientes: PPSP - Repactuados (PPSP-R) y PPSP - No Repactuados (PPSP-NR).

La cisión se originó en los procesos de repactación de las reglas del Plan Petros del Sistema Petrobras (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 solamente a la inflación (variación del IPCA). Y los demás, que no repactuaron, continuaron con el beneficio atado a los reajustes de salario de los trabajadores activos de Petrobras y demás patrocinadores del plan.

La Fundación Petros realizará estudios para evaluar posibles impactos de la cisión, especialmente, sobre el plan de ecuación del déficit acumulado por el PPSP en 2015 que ya se encuentra en marcha, con el inicio de los cobros previstos para marzo de 2018. El resultado del análisis podrá generar, para 2019, en una revisión del plan de ecuación.

Reconciliación entre los criterios CNPC y CVM

La reconciliación de las informaciones financieras del Plan Petros reconocidas por la Fundación Petros, de acuerdo con las reglas CNPC, y por la patrocinadora Petrobras, de acuerdo con las reglas del CPC 33, está demostrada a continuación:

	Consolidado	
	2017	2016
Deficit acumulado de acuerdo con CNPC – Fundación Petros	3.998	26.688
Contribuciones extraordinarias (PED) de los patrocinadores	13.355	-
Ajuste en el valor de los activos del plan	12.187	11.870
Contribuciones normales de los patrocinadores	9.359	10.001
Hipótesis financieras (tasa de interés e inflación)	5.055	3.200
Metodología de cálculo	(9.273)	(17.507)
Otros	806	788
Pasivo actuarial neto de acuerdo con CVM - Patrocinadora	35.487	35.040

Los principales itens de conciliación son explicados conforme a seguir:

- Contribuciones de los patrocinadores (normales y extraordinarias) - La Fundación Petros considera el flujo futuro de las contribuciones patronales de los participantes asistidos, descontados a valor presente, mientras Petrobras sólo las considera en la medida en que se realizan.
- Ajuste en el valor de los activos del Plan - La Fundación Petros reconoce como activo las cuentas a cobrar derivadas del TCF firmado con Petrobras.
- Hipótesis financieras - La principal diferencia está en la definición de la tasa real de interés: meta actuarial para Fundación Petros (Previc) y curva futura de NTN para Petrobras (CVM), con base en la nota 5.4.
- Metodología de cálculo - Determina cómo se acumularán las reservas necesarias para el costeo de los beneficios y la velocidad con que se constituirá. Petrobras utiliza el método de crédito unitario proyectado, que presenta un ritmo de capitalización más acelerado en relación al método utilizado en la Fundación Petros, que considera el método agregado de capitalización ortodoxa.

b) Plan Petros 2 - Fundação Petrobras de Seguridade Social

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 2017, la contribución de la Compañía para la parte de contribución definida fue de R\$ 936 (R\$ 809 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 2018, 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 2018 son de R\$ 922 (R\$ 793 en la Controladora), referentes a la parte del plan de contribución definida.

La duración media de los pasivos del plan, de la fecha base de 31 de diciembre de 2017, es 43,53 años (43,20 años en 31 de diciembre de 2016).

22.2. 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.

El pasivo actuarial asociado a la subsidiaria Liquigás está clasificado como pasivo asociado a activo mantenido para la venta, conforme presentado en la nota explicativa 10.2.

22.3. 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 planes de beneficios de flujo de efectivo neto gestionadas por ella, teniendo en cuenta los parámetros de liquidez y solvencia, adoptando el horizonte de simulación de 30 años.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Los límites de la asignación de determinados activos de la política de inversión del Plano Petros de Sistema Petrobras, en el período 2018-2022 son los siguientes: 45% a 75% en renta fija, un 10% a un 35% en renta variable, de 4% a 8% en el sector inmobiliario, 2% a 8% en préstamos a los participantes, y 0% a 5% en las inversiones estructuradas. Si bien la asignación limita el Plan Petros 2 para el mismo periodo son: 65% a 90% en renta fija, el 5% a un 20% en renta variable, de 0% a 5% en el sector inmobiliario, de 2% a 8% en préstamos a los participantes, 0% a 5% en las inversiones estructuradas y de 0% a 2% en inversiones en el exterior.

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

Categoría del Activo				Consolidado		
			2017	2016		
	Precios cotizados en mercados activos	Precios no cotizados en mercados activos	Total valor razonable	%	Total valor razonable (*)	%
Valores por cobrar	-	3.769	3.769	8	4.257	8
Renta fija	22.107	6.626	28.733	58	23.068	46
Títulos privados	-	390	390		202	
Títulos públicos	22.107	201	22.308		19.618	
Fondos de renta fija	-	6.005	6.005		3.213	
Otras inversiones	-	30	30		35	
Renta variable	9.518	943	10.461	21	15.179	30
Acciones al contado	9.518	-	9.518		14.644	
Otras inversiones	-	943	943		535	
Inversiones estructuradas	-	1.235	1.235	2	2.381	5
Fondos de Private Equity	-	1.017	1.017		2.074	
Fondos de Venture Capital	-	47	47		51	
Fondos inversión inmobiliaria	-	171	171		256	
Inmuebles	-	3.456	3.456	7	3.719	7
	31.625	16.029	47.654	96	48.604	96
Préstamos concedidos a los participantes	-	2.050	2.050	4	2.057	4
	31.625	18.079	49.704	100	50.661	100

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

Al 31 de diciembre de 2017, las inversiones incluyen debentures, en el valor de R\$ 105, además de acciones ordinarias y preferenciales, en el valor de R\$ 47 y de R\$ 67, respectivamente, todos emitidos por empresas del Sistema Petrobras, y inmuebles alquilados por la Compañía por valor de R\$ 1.312.

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

En 2017, la Compañía perfeccionó 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.

22.4. 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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, en farmacias registradas distribuidas por todo el territorio nacional, de ciertos medicamentos. 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 2017, es 22,08 años (22,04 años en 31 de diciembre de 2016).

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.

22.5. 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.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

a) Movimiento de las obligaciones actuariales, del valor razonable de los activos y de los valores reconocidos en el balance general

	2017					Consolidado 2016				
	Plan de pensión		Plan de Salud	Otros planes	Total	Plan de pensión		Plan de Salud	Otros planes	Total
	Petros	Petros 2				Petros	Petros 2			
Movimiento del valor presente de las obligaciones actuariales										
Obligación actuarial al inicio del ejercicio	84.318	2.211	36.549	251	123.329	70.952	1.160	26.369	556	99.037
Costo de los intereses :					-					
· Con Término de Compromiso Financiero	1.038	-	-	-	1.038	1.506	-	-	-	1.506
· Actuarial	7.825	235	3.900	28	11.988	8.560	166	3.792	28	12.546
Costo del servicio	288	143	510	14	955	288	74	446	64	872
Contribuciones de los empleados	217	-	-	1	218	321	-	-	1	322
Beneficios pagados, netos de contribuciones de asistidos	(6.084)	(110)	(1.489)	(9)	(7.692)	(4.649)	(57)	(1.224)	(7)	(5.937)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas - la experiencia (*)	(8.796)	195	(1.659)	21	(10.239)	(4.735)	(42)	(2.716)	5	(7.488)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas - supuestos demográficos	71	(96)	(200)	(28)	(253)	260	(20)	(138)	5	107
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas - Las hipótesis financieras	4.091	357	(1.879)	21	2.590	11.815	930	10.020	44	22.809
Otros	-	-	-	(18)	(18)	-	-	-	(445)	(445)
Obligación actuarial al final del ejercicio	82.968	2.935	35.732	281	121.916	84.318	2.211	36.549	251	123.329
Cambios en el valor razonable de los activos del plan										
Activos del plan al inicio del ejercicio	49.278	1.256	-	127	50.661	47.767	883	-	213	48.863
Ingresos por intereses	5.136	132	-	8	5.276	6.788	125	-	10	6.923
Contribuciones pagadas por la patrocinadora (Compañía)	733	-	1.489	10	2.232	672	-	1.224	32	1.928
Contribuciones pagadas por los participantes	217	-	-	1	218	321	-	-	1	322
Término de Compromiso Financiero pago por la Compañía	712	-	-	-	712	706	-	-	-	706
Beneficios pagados, netos de contribuciones de asistidos	(6.084)	(110)	(1.489)	(9)	(7.692)	(4.649)	(57)	(1.224)	(7)	(5.937)
Nueva medición: retorno sobre los activos inferior a los ingresos por intereses	(2.511)	796	-	12	(1.703)	(2.327)	305	-	1	(2.021)
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	(123)	(123)
Activos del plan al final del ejercicio	47.481	2.074	-	149	49.704	49.278	1.256	-	127	50.661
Valores reconocidos en el balance general										
Valor presente de las obligaciones	82.968	2.935	35.732	281	121.916	84.318	2.211	36.549	251	123.329
(-) Valor razonable de los activos del plan	(47.481)	(2.074)	-	(149)	(49.704)	(49.278)	(1.256)	-	(127)	(50.661)
Pasivo actuarial neto al 31 de diciembre	35.487	861	35.732	132	72.212	35.040	955	36.549	124	72.668
Movimiento del pasivo actuarial neto										
Saldo el 1 de enero	35.040	955	36.549	124	72.668	23.185	277	26.369	343	50.174
(+) Efectos de la nueva medición reconocidos en otros resultados integrales	(2.123)	(340)	(3.738)	2	(6.199)	9.667	563	7.166	53	17.449
(+) Costos habidos en el ejercicio	4.015	246	4.410	34	8.705	3.566	115	4.238	82	8.001
(-) Pago de contribuciones	(733)	-	(1.489)	(10)	(2.232)	(672)	-	(1.224)	(32)	(1.928)
(-) Pagos del Término de Compromiso Financiero	(712)	-	-	-	(712)	(706)	-	-	-	(706)
Otros	-	-	-	(18)	(18)	-	-	-	(322)	(322)
Saldo el 31 de diciembre	35.487	861	35.732	132	72.212	35.040	955	36.549	124	72.668

(*) 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 22.1.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

b) Componentes del beneficio definido

	Consolidado				Total 2017
	Planes de Pensión Petros	Pensión Petros 2	Plan de Salud AMS	Otros Planes	
Costo del servicio	288	143	510	14	955
Intereses sobre pasivos / (activos) netos	3.727	103	3.900	20	7.750
Costo neto en el 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 en el ejercicio	4.015	246	4.410	34	8.705
					2016
Costo del servicio	288	74	446	64	872
Intereses sobre pasivos / (activos) netos	3.278	41	3.792	18	7.129
Costo neto en el ejercicio	3.566	115	4.238	82	8.001
Relativos a empleados activos:					
Absorbidos en el coste de las actividades	888	61	995	5	1.949
Directamente en el resultado	446	38	539	72	1.095
Relativos a los asistidos	2.232	16	2.704	5	4.957
Costo neto en el ejercicio	3.566	115	4.238	82	8.001

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	(8.739)	10.741	(4.194)	5.188	5.581	(4.564)
Coste del servicio y el interés	(209)	259	(200)	238	704	(564)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

d) Principales premisas actuariales adoptadas en el cálculo

	2017	2016
Tasa de descuento - (Real)	5,35% ⁽¹⁾ / 5,45% ⁽²⁾ / 5,41% ⁽³⁾	5,74% ⁽¹⁾ / 5,69% ⁽²⁾ / 5,72% ⁽³⁾
Inflación (IPCA)	3,96% ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	4,87% ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾
Tasa de descuento nominal (Real + inflación)	9,52% ⁽¹⁾ / 9,63% ⁽²⁾ / 9,59% ⁽³⁾	10,89% ⁽¹⁾ / 10,84% ⁽²⁾ / 10,87% ⁽³⁾
Tasa de crecimiento de los salarios - Real	1,19% ⁽¹⁾ ⁽⁵⁾ / 2,53% ⁽²⁾ ⁽⁵⁾	1,53% ⁽¹⁾ ⁽⁵⁾ / 2,58% ⁽²⁾ ⁽⁵⁾
Tasa de crecimiento nominal de los salarios (Real + inflación)	5,19% ⁽¹⁾ ⁽⁵⁾ / 6,59% ⁽²⁾ ⁽⁵⁾	6,47% ⁽¹⁾ ⁽⁵⁾ / 7,57% ⁽²⁾ ⁽⁵⁾
Tasa de rotación de los planes de salud	0,498% a.a ⁽⁶⁾	0,597% a.a ⁽⁶⁾
Tasa de rotación de los planes de pensiones	Nula	Nula
Cambio de los gastos médicos y hospitalarios	11,3% a 4,5% a.a ⁽⁷⁾	13,91% a 4,00% a.a ⁽⁷⁾
Mortalidad	EX-PETROS 2013 (ambos sexos) ⁽¹⁾ ⁽³⁾ AT-2000 Femenino suavizado en un 10% ⁽²⁾	EX-PETROS 2013 (ambos sexos) ⁽¹⁾ ⁽³⁾ AT-2000 Femenino suavizado en un 10% ⁽²⁾
Discapacidad	Grupo estadounidense ⁽¹⁾ ⁽³⁾ Grupo estadounidense desagravio en 40% ⁽²⁾	TASA 1927 ⁽¹⁾ ⁽³⁾ / LIGHT bajo ⁽²⁾
Mortalidad de inválidos	AT-49 Masculino ⁽¹⁾ ⁽³⁾ IAPB 1957 ⁽²⁾	AT-49 Masculino aumentó em un 10% ⁽¹⁾ ⁽³⁾ IAPB 1957 ⁽²⁾
Edad de ingreso en la jubilación	Hombre, 57 años/ Mujer, 56 años ⁽⁸⁾	Hombre, 57 años/ Mujer, 56 años ⁽⁸⁾

(1) Plan Petros para el Sistema Petrobras.

(2) Plan Petros 2.

(3) Plan AMS.

(4) Curva de la inflación está diseñada basada en el mercado a 3,96% para 2018, alcanzando el 4,50% en 2025 adelante.

(5) Tasa de aumento de salario de sólo el patrocinadora Petrobras, basado en el plan de cargos y salarios.

(6) Rotación promedio sólo del patrocinador Petrobras, que varía con la edad y el tiempo de servicio.

(7) Tasa decreciente alcanzando los próximos 30 años las expectativas de inflación a largo plazo proyectadas. Se refiere únicamente a la tasa del patrocinador Petrobras.

(8) Excepto para el Plan Petros 2, al que se aplicó la elegibilidad bajo las normas del Regime Geral de Previdência Social (RGPS), y normas del plan.

e) Perfil de vencimientos de la obligación

	Consolidado				Total
	Plan de pensión		Plan de salud	Otros planes	
	Petros	Petros 2	AMS		
Hasta 1 año	4.944	105	1.334	5	6.388
1 a 2 años	4.782	102	1.386	3	6.273
2 a 3 años	4.637	100	1.428	4	6.169
3 a 4 años	4.512	98	1.467	4	6.081
Más de 4 años	64.093	2.530	30.117	265	97.005
Total	82.968	2.935	35.732	281	121.916

22.6. 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 2017, reconocidas en el resultado, ascendieron a R\$ 8.

22.7. Participación en las ganancias o resultados

La participación de los empleados en las ganancias o resultados tiene como base las disposiciones legales vigentes, así como las directrices establecidas por la Secretaría de Coordinación y Gobierno Corporativo de las Empresas Estatales - SEST, del Ministerio de la Planificación, Presupuesto y Gestión y por el Ministerio de Minas y Energía, estando relacionada a la ganancia neta consolidada atribuible a los accionistas de Petrobras.

El monto a distribuir a título de participación en las ganancias o resultados a los empleados se calcula basado en el resultado de seis indicadores corporativos, cuyos objetivos son definidos anualmente por el Directorio Ejecutivo de la Compañía y aprobados por el Consejo de Administración en la revisión del Plan de Negocios y Gestión - PNG. Los indicadores son:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

- Límite de volumen de petróleo y derivados filtrado;
- Costo unitario de extracción sin participación gubernamental-Brasil;
- Producción de aceite y LGN-Brasil;
- Carga fresca procesada-Brasil;
- Eficiencia de las operaciones con buque; y
- Atención a la programación de entrega de gas natural.

El porcentaje de cumplimiento de los objetivos individuales de este conjunto de indicadores lleva a un porcentaje del cumplimiento global de metas, utilizado como base en la definición del porcentaje de la ganancia neta consolidada atribuible a los controladores de Petrobras a ser distribuida a los empleados. Sin embargo, si la Compañía no obtiene lucro y se cumplan todas las otras metas, el importe a pagar de forma individual será la mitad de la remuneración mensual del empleado más la mitad del valor más bajo de PLR pagado en el año anterior, con base en el acuerdo de metodología para definición y pago de PLR en el Sistema Petrobras firmado con los sindicatos y válido hasta marzo de 2019.

Las empresas Liquigás, FCC e Ibiritermo poseen metodología específica para cálculo de PLR, negociada con sus respectivos sindicatos, por medio de convención colectiva de trabajo, distinta del acuerdo de PLR de las demás empresas del Sistema Petrobras.

El 31 de diciembre de 2017, la Compañía generó pérdida consolidada atribuible a los controladores de Petrobras antes de la provisión de PLR, pero todas las metas establecidas por la Administración para 2017 se alcanzaron y, según lo previsto en el ACT, la Compañía provisionó la PLR equivalente a la mitad de la remuneración mensual de los empleados, conforme cuadro a seguir:

		2017	
	PLR	Efecto fiscal IRPJ y CSLL (34%)	Efecto Neto
PLR establecida en ACT de Petrobras y Controladas	(455)	155	(300)
PLR Liquigás, FCC y Ibiritermo	(32)	11	(21)
	(487)	166	(321)

22.8. Programas de incentivo a la desvinculación voluntaria

La Compañía implementó algunos programas de incentivo a la desvinculación voluntaria en el periodo de enero de 2014 a 31 de diciembre de 2017, conforme descrito a continuación:

	Empleados			
	con inscripción	Desvinculados	que desistieron	Activos
Petrobras (PIDV 2014 y 2016)	19.499	(16.441)	(2.801)	257
Petrobras Distribuidora (PIDV BR 2014, 2015 y 2016)	2.163	(1.678)	(468)	17
	21.662	(18.119)	(3.269)	274

Los cambios en la provisión en 31 de diciembre de 2017 se muestran a continuación:

	Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016
Saldo inicial	2.644	777
PIDV Petrobras y BR 2016	-	4.117
Revisión de provisión (desistencias/actualización)	(757)	(35)
Utilización por desvinculación	(1.775)	(2.215)
Saldo final	112	2.644
Corriente	112	2.644
No corriente	-	-

23. Patrimonio neto

23.1. Capital social realizado

Al 31 de diciembre de 2017, el capital suscrito e integrado por un valor de R\$ 205.432 está representado por 7.442.454.142 acciones ordinarias y 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.

23.2. Transacciones de capital

23.2.1. Gastos con emisión de acciones

Costos de transacción incurridos en la obtención de fondos a través de la emisión de acciones, netos de impuestos.

23.2.2. 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. En 2017, el principal cambio de participación en controlada se refiere a la BR Distribuidora, con efecto de R\$ 1.597, neto de impuestos, cuya operación fue relatada en la nota explicativa 10.1.

23.3. Reservas de ganancias

23.3.1. 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.

23.3.2. 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.

23.3.3. 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 social.

La parcela del resultado referente al subsidio de las inversiones dentro de las *Superintendências de Desenvolvimento do Nordeste* (SUDENE) y *Amazônia* (SUDAM) no fue destinada a la reserva de incentivos fiscales debido a la ausencia de ganancia. Sin embargo, la constitución de reserva de incentivos con esta parcela ocurrirá en períodos siguientes, en conformidad con la Ley 12.973 / 14, Capítulo I.

El importe acumulado referente al subsidio de las inversiones relativas a los resultados de los ejercicios de 2014 a 2017, que se utilizará para la constitución de reserva de incentivo en periodos posteriores, es R\$ 129.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

23.3.4. 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.

En 31 de diciembre de 2017, el saldo de las pérdidas acumuladas obligatoriamente será absorbido por la reserva de retención de ganancias, en el valor de R\$ 436.

23.4. Otros resultados integrales

En el ejercicio de 2017, fueron reconocidos como otros resultados integrales, principalmente, los siguientes efectos:

- En ajustes por diferencias de cambio acreedor, el monto de R\$ 1.782, derivado de la traducción de los estados financieros de controladas en el extranjero con moneda funcional diferente del real. Además, debido a la venta de la totalidad de su participación en Petrobras Chile Distribución Ltda y de Guarani S.A., como se describe en la nota explicativa 10.1, la Compañía efectuó la transferencia del monto de R\$ 116 para otros gastos netos de los efectos cambiarios cumulativos de conversión, a partir de la fecha de adquisición de estas participaciones hasta las fechas de venta;
- En ganancias actuariales con planes de beneficios definidos, el monto de R\$ 5.312, neto de impuesto;
- En *hedge* de flujo de efectivo de exportación, el patrimonio neto fue acrecido en el período en R\$ 5.276, neto de impuestos y del efecto de reclasificación de parte de la diferencia de cambio para el resultado, totalizando el 31 de diciembre de 2017 el valor de R\$ 19.843, neto de impuestos, conforme nota explicativa 33.2.

23.5. Dividendos

El Estatuto Social determina que los accionistas tendrán derecho, en cada ejercicio, a los dividendos, que no podrán ser inferiores al 25% de la ganancia neta ajustada, de acuerdo con la Ley de Sociedades por Acciones, prorrateado por las acciones en que se dividir el capital de Compañía. Una vez que la Compañía proponga remuneración a los accionistas, las acciones preferidas tienen prioridad en el recibo de los dividendos, por un mínimo del 3% del valor del patrimonio neto de la acción, o del 5% calculado sobre la parte del capital representada por esa especie de acciones, prevaleciendo siempre el mayor, participando en igualdad con las acciones ordinarias en los aumentos de capital resultantes de la incorporación de reservas y ganancias.

Para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016, considerando la inexistencia de ganancia, no se propuso el pago de dividendos y/o intereses sobre el capital propio por el Consejo de Administración.

23.6. Resultado por acción

	Consolidado y Controladora					
			2017			2016
	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	(254)	(192)	(446)	(8.458)	(6.366)	(14.824)
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)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(1,14)	(1,14)	(1,14)

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).

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Los resultados obtenidos a partir de la pérdida básica y diluida presentan el mismo valor por acción pues Petrobras no tiene acciones posibles.

24. Ingresos de ventas

	Consolidado		Controladora	
	Ene-Dic/2017	Ene-Dic/2016	Ene-Dic/2017	Ene-Dic/2016
Ingresos brutos de ventas	362.577	357.366	306.796	296.101
Cargas de ventas (*)	(78.882)	(74.777)	(78.832)	(73.034)
Ingresos de ventas (**)	283.695	282.589	227.964	223.067
Diésel	79.993	88.750	62.711	74.471
Gasolina	53.534	56.540	39.052	43.540
GLP	12.786	10.669	11.109	8.966
Combustible de aviación	10.003	8.931	10.426	9.288
Nafta	8.410	8.500	8.410	8.500
Aceite combustible (incluye bunker)	4.447	4.068	4.536	3.634
Otros productos derivados del petróleo	12.053	11.676	10.607	10.074
Subtotal de productos derivados del petróleo	181.226	189.134	146.851	158.473
Gas natural	16.539	13.801	15.932	13.204
Etanol, nitrogenados y renovables	12.388	13.024	10.896	10.881
Electricidad	11.578	6.773	11.486	6.705
Servicios y otros	2.920	2.838	3.541	4.414
Mercado nacional	224.651	225.570	188.706	193.677
Exportaciones	41.724	28.910	39.258	29.390
Ventas en el exterior (***)	17.320	28.109	-	-
Mercado extranjero	59.044	57.019	39.258	29.390
Ingresos de ventas (**)	283.695	282.589	227.964	223.067

(*) Incluye, principalmente, CIDE, PIS, COFINS e ICMS.

(**) Ingresos de ventas por segmentos de operación se presentan en la nota explicativa 29.

(***) Ingresos de ventas en el exterior, incluyéndose trading e excluyéndose exportaciones. En 2016, incluye ventas de PESA.

Los ingresos de ventas fueron superiores a los del período de 2016, debido al mayor ingreso en el mercado externo, influenciados por la mayor comercialización de petróleo, debido a su mayor disponibilidad con la retracción de las ventas de derivados, como consecuencia de la mayor colocación por importadores en el mercado nacional y de los mayores precios de petróleo y de derivados, acompañando la elevación de las cotizaciones internacionales, compensados, en parte, por la reducción de los ingresos con actividades en el exterior, debido a la desinversión en Petrobras Argentina S.A. (PESA) y en la Petrobras Chile Distribución Ltda (PCD).

La reducción de los ingresos en el mercado nacional se debe a la retracción del volumen de ventas de derivados y reducción de los precios de diésel y gasolina, en función de la colocación de esos productos por importadores, compensadas, en parte, por el mayor precio medio de realización de los demás derivados, destacando los reajustes de precios del GLP y del QAV, reflejando el aumento de las cotizaciones internacionales.

Adicionalmente, contribuyeron el aumento de los ingresos de energía eléctrica, por los mayores despachos termoeléctricos con elevación del Precio de liquidación de las diferencias PLD, en función del empeoramiento en las condiciones hidrológicas y mayor volumen de comercialización de gas natural, para atender el aumento de los despachos termoeléctricos, a precios más elevados.

En el ejercicio de 2017, no hubo clientes que representasen el 10% del total de ventas de la Compañía aisladamente. En 2016, dos clientes terceros representaron aproximadamente este porcentaje, con ingresos de R\$ 30.156 y R\$ 26.743, impactando principalmente el segmento de abastecimiento.

Destacamos que a partir del primer de enero de 2018 el reconocimiento de ingresos tiene como base normativa el NIIF 15, conforme a la nota explicativa 6.1.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

25. Otros gastos, netos

	Consolidado		Controladora	
	Ene-Dic/2017	Ene-Dic/2016	Ene-Dic/2017	Ene-Dic/2016
Provisión para acuerdo de la acción colectiva consolidada (Class Action)	(11.198)	-	(9.599)	-
Planes de pensión y salud (inactivos)	(6.116)	(4.956)	(5.710)	(4.722)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(5.100)	(6.560)	(4.718)	(6.460)
(Pérdidas) / Ganancias con procesos judiciales, administrativos y arbitrales	(2.835)	(4.817)	(2.159)	(2.725)
Pérdidas en cuentas incobrables de otras cuentas por cobrar	(1.382)	(2.225)	(383)	(148)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(828)	(879)	(654)	(775)
Participación en las ganancias o resultados	(487)	-	(393)	-
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(224)	(281)	(221)	(276)
Gastos operativos con termoelectricas	(214)	(337)	(292)	(332)
Realización de ajustes por diferencias de cambio	(116)	(3.693)	-	-
Provisión para asunción de deudas de proveedores con subcontratadas	-	(333)	-	-
Subvenciones y asistencias gubernamentales	292	587	46	122
Ganancias / pérdidas en la remediación - participaciones societarias	698	-	698	-
Gastos (reversiones) con PIDV	757	(4.082)	613	(3.647)
Resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato"	814	432	732	430
Resultado relacionado al desmantelamiento de áreas	1.093	4.864	1.093	4.886
Gastos /Resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	1.189	1.988	1.189	1.988
Contratos de ship/take or pay	1.737	949	1.666	956
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	4.825	951	4.565	1.399
Otros	(875)	1.467	(1.204)	(403)
Total	(17.970)	(16.925)	(14.731)	(9.707)

(*) Incluye áreas devueltas, proyectos cancelados y la ganancia en la desinversión de la NTS en el segundo trimestre de 2017, con base en la nota 10.1, así como R\$ 972 de pérdidas de materiales resultantes de reevaluación de la cartera de proyectos reconocidos principalmente en el tercer trimestre de 2017.

Otros gastos, netos mayores en relación al ejercicio anterior, con destaque para:

- Acuerdo para terminar la acción colectiva consolidada (*class action*) en curso en los Estados Unidos;
- Menor resultado positivo relacionado con el desmantelamiento de áreas;
- Aumento del gasto con planes de pensión y salud con asistidos, debido a los intereses sobre un mayor saldo de obligación actuarial neta.

Estos efectos fueron compensados por:

- Reversión de parte de la provisión para el PIDV como consecuencia de la desistencia de algunos participantes en el ejercicio de 2017, comparada a la constitución de provisión en el año anterior;
- Menor efecto de la realización de ajustes por diferencias de cambio - CTA -, resultantes de desinversiones de activos, principalmente el de la PESA, en el 3T-2016 (R\$ 3.627), proveniente de la depreciación cambiaria, anteriormente reconocida en el patrimonio neto;
- Mayor ganancia en la enajenación / baja de activos con destaque para la venta de la participación en la Nova Transportadora del Sudeste (NTS) – nota 10.1; y
- Mayor resarcimiento de recursos recuperados por la Operación Lava Jato.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

26. Costos y gastos por naturaleza

	Consolidado		Controladora	
	Ene-Dic/2017	Ene-Dic/2016	Ene-Dic/2017	Ene-Dic/2016
Materia prima y productos para la reventa	(64.102)	(65.864)	(43.470)	(42.210)
Materiales, servicios, fletes, alquileres y otros	(60.894)	(52.308)	(61.977)	(58.332)
Depreciación, agotamiento y amortización	(42.478)	(48.543)	(32.159)	(37.150)
Gastos con personal	(28.866)	(34.477)	(23.452)	(28.539)
Participación gubernamental	(25.241)	(16.688)	(25.168)	(15.888)
Provisión para acuerdo de la acción colectiva consolidada (Class Action)	(11.198)	-	(9.599)	0
Gastos tributarios (*)	(5.921)	(2.456)	(4.657)	(1.305)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(5.100)	(6.560)	(4.718)	(6.460)
Reversión / (pérdida) por deterioro del valor de los activos - Impairment	(3.862)	(20.297)	(3.220)	(11.119)
(Pérdidas) / Ganancias con procesos judiciales, administrativos y arbitrales	(2.835)	(4.817)	(2.159)	(2.725)
Pérdidas en cuentas incobrables	(2.271)	(3.843)	(1.306)	(1.072)
Proyectos sin viabilidad económica (incluyendo pozos secos y bonos de firma)	(893)	(4.364)	(561)	(3.940)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(828)	(879)	(654)	(775)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(224)	(281)	(221)	(276)
Realización de ajustes por diferencias de cambio	(116)	(3.693)	-	-
Provisión para asunción de deudas de proveedores con subcontratadas	-	(333)	-	-
Variación de los inventarios	421	(1.458)	(373)	(515)
Ganancias / pérdidas en la remediación - participaciones societarias	698	-	698	-
Resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato"	814	432	732	430
Resultado con enajenaciones/bajas de activos (**)	4.825	951	4.565	1.399
Total	(248.071)	(265.478)	(207.699)	(208.477)
Estado de Resultados				
Costo de ventas	(192.100)	(192.611)	(156.109)	(153.725)
Gastos de ventas	(14.510)	(13.825)	(18.490)	(17.023)
Gastos de administración y generales	(9.314)	(11.482)	(6.465)	(8.242)
Gastos tributarios (*)	(5.921)	(2.456)	(4.657)	(1.305)
Gastos de exploración	(2.563)	(6.056)	(2.199)	(5.533)
Gastos con investigación y desarrollo	(1.831)	(1.826)	(1.828)	(1.823)
Reversión / Pérdida en el valor de recuperación de los activos - Impairment	(3.862)	(20.297)	(3.220)	(11.119)
Otros gastos, netos	(17.970)	(16.925)	(14.731)	(9.707)
Total	(248.071)	(265.478)	(207.699)	(208.477)

(*) Incluye los efectos del Programa de Regularização Tributária (PRT) y del Programa Especial de Regularização Tributária (PERT), en el monto de R\$ 2.568, reconocidos principalmente en el segundo trimestre de 2017.

(**) Incluye áreas devueltas, proyectos cancelados y la ganancia en la desinversión de la NTS, con base en la nota 10.1.

Costo de ventas inferior a 2016, reflejando:

- Menores gastos con importaciones de petróleo y derivados, debido a la mayor participación del aceite nacional procesado en las refinerías y a la reducción del volumen de ventas de derivados en el mercado interno;
- Menores gastos con importaciones de gas natural, en función de la mayor participación del gas nacional en el *mix* de las ventas;
- Reducción de los costos asociados a las actividades en el exterior en función, principalmente, de la desinversión en Petrobras Argentina S.A. (PESA) y en la Petrobras Chile Distribución Ltda (PCD);
- Menor depreciación, influenciada por el efecto de las provisiones de *impairment* de activos, ocurridas en 2016;
- Mayores gastos con participaciones gubernamentales, influenciados por el aumento de las cotizaciones internacionales de las *commodities*, así como por el aumento de la producción del campo de Lula, que tiene mayor alícuota efectiva de Participación Especial; y
- Mayores gastos de energía eléctrica, en función del aumento del PLD.

Los gastos de ventas superiores a 2016, con destaque para el aumento de los gastos logísticos por la utilización de los gasoductos, en función del pago de tarifas a terceros, a partir de la venta de la NTS (R\$ 2.082), menor provisión para

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

créditos de liquidación dudosa, en gran parte de recibibles del sector eléctrico y efecto de la desinversión de PESA y PCD.

Los gastos generales y administrativos reflejan los menores gastos con personal, principalmente, por el impacto del PIDV 2014 y PIDV 2016, y con servicios administrativos prestados por terceros.

27. Resultado financiero, neto

	Consolidado		Controladora	
	Ene-Dic/2017	Ene-Dic/2016	Ene-Dic/2017	Ene-Dic/2016
Gastos con endeudamiento	(23.570)	(26.955)	(16.619)	(20.523)
Diferencias cambiarias y monetarias del endeudamiento neto ⁽¹⁾	(13.184)	(8.971)	(8.269)	(10.550)
Ingresos provenientes de inversiones financieras y títulos públicos	1.850	1.894	638	664
Resultado financiero sobre endeudamiento neto	(34.904)	(34.032)	(24.250)	(30.409)
Cargas financieras capitalizadas	6.313	5.996	4.607	4.484
Ingresos (pérdidas) sobre instrumentos derivados	(212)	(375)	12	(66)
Resultados provenientes de activos financieros	76	21	1.199	1.046
Actualización financiera de la provisión para desmantelamiento	(2.432)	(2.296)	(2.365)	(2.285)
Otros gastos e ingresos financieros netos	(2.011)	979	(2.076)	68
Otras diferencias cambiarias y monetarias netas	1.571	2.522	1.013	1.458
Resultado financiero neto	(31.599)	(27.185)	(21.860)	(25.704)
Ingresos	3.337	3.638	2.917	2.418
Gastos	(23.612)	(24.176)	(17.521)	(18.967)
Diferencias cambiarias y monetarias, netas	(11.324)	(6.647)	(7.256)	(9.155)
Total	(31.599)	(27.185)	(21.860)	(25.704)

⁽¹⁾ Incluye diferencia monetaria sobre financiaciones en moneda nacional parametrizada a la variación del dólar estadounidense.

Los gastos financieros netos fueron mayores en 2017, principalmente por:

- Mayor diferencia cambiaria neta, debido a la depreciación del dólar, frente a la libra y el euro, y apreciación del dólar en relación al real, sobre la exposición cambiaria neta de la Compañía;
- Cargas derivadas de la adhesión a los Programas de Regularización de Deudas Federales en el período (nota explicativa 21), y
- Reducción de gastos de financiación en función de prepagos (nota explicativa 17).

28. Informaciones complementarias al estado de flujo de efectivo

	Consolidado		Controladora	
	Ene-Dic/2017	Ene-Dic/2016	Ene-Dic/2017	Ene-Dic/2016
Valores pagados / recibidos durante el período				
Impuesto a las ganancias retenido en la fuente de terceros	2.729	3.297	2.640	2.828
Transacciones de inversiones y financiaciones que no envuelven efectivo				
Adquisición de propiedad, planta y equipo en crédito	427	417	-	-
Contrato con transferencia de beneficios, riesgos y controles de bienes	277	296	277	355
Constitución (reversión) de la provisión para desmantelamiento de áreas	14.617	3.113	14.367	2.868
Uso de depósitos judiciales y créditos fiscales para el pago de contingencia	1.004	464	916	390
Prepago de exportación	-	-	22.384	26.429

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

29. 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 a los negocios.

Activo Consolidado por área de negocio - 31.12.2017

	E&P	Abasteci- miento	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

Activo Consolidado por área de negocio - 31.12.2016

	E&P	Abasteci- miento	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Corriente	18.262	40.609	11.707	1.319	9.906	81.262	(17.158)	145.907
No corriente	438.332	130.750	51.808	380	10.398	28.795	(1.425)	659.038
Realizable a largo plazo	24.870	10.793	6.539	12	3.314	22.285	(1.262)	66.551
Inversiones	4.722	3.597	1.520	43	47	19	-	9.948
Propiedad, planta y equipo	401.057	115.745	42.675	325	6.308	5.929	(163)	571.876
En operación	295.656	101.520	38.659	315	5.389	4.798	(163)	446.174
En construcción	105.401	14.225	4.016	10	919	1.131	-	125.702
Activos intangibles	7.683	615	1.074	-	729	562	-	10.663
Activo Total	456.594	171.359	63.515	1.699	20.304	110.057	(18.583)	804.945

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Estado consolidado del resultado por Área de Negocio - 31.12.2017

	E&P	Abasteci- miento	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 (Pérdida) 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

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Estado consolidado del resultado por Área de Negocio - 31.12.2016

	E&P	Abasteci- miento	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Ingresos de ventas	116.033	217.181	32.809	839	97.101	-	(181.374)	282.589
Intersegmentos	110.946	59.522	8.638	807	1.461	-	(181.374)	-
Terceros	5.087	157.659	24.171	32	95.640	-	-	282.589
Costo de ventas	(86.186)	(167.686)	(23.829)	(919)	(89.563)	-	175.572	(192.611)
Ganancia bruta	29.847	49.495	8.980	(80)	7.538	-	(5.802)	89.978
Gastos	(23.086)	(18.376)	(4.894)	(212)	(7.246)	(19.357)	304	(72.867)
Gastos de ventas	(510)	(6.430)	(2.651)	(6)	(4.590)	29	333	(13.825)
Gastos generales y de administración	(1.216)	(1.535)	(716)	(83)	(937)	(6.994)	(1)	(11.482)
Gastos de exploración	(6.056)	-	-	-	-	-	-	(6.056)
Gastos con investigación y desarrollo tecnológico	(696)	(199)	(62)	(2)	(1)	(866)	-	(1.826)
Gastos tributarios	(295)	(342)	(762)	(10)	(103)	(944)	-	(2.456)
Reversión / (pérdida) por el deterioro de activos - Impairment	(10.700)	(8.090)	(1.217)	(24)	(266)	-	-	(20.297)
Otros ingresos y gastos operativos, netos	(3.613)	(1.780)	514	(87)	(1.349)	(10.582)	(28)	(16.925)
Ganancia (Pérdida) neta antes del resultado financiero, participación e impuestos	6.761	31.119	4.086	(292)	292	(19.357)	(5.498)	17.111
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(27.185)	-	(27.185)
Resultado de participaciones en inversiones	97	(176)	282	(862)	30	-	-	(629)
Ganancia (Pérdida) neta antes de los impuestos sobre la renta	6.858	30.943	4.368	(1.154)	322	(46.542)	(5.498)	(10.703)
Impuestos sobre la renta	(2.299)	(10.581)	(1.389)	99	(99)	10.058	1.869	(2.342)
Ganancia (Pérdida) neta	4.559	20.362	2.979	(1.055)	223	(36.484)	(3.629)	(13.045)
Ganancia (Pérdida) atribuible a:								
Accionistas de Petrobras	4.762	20.594	2.557	(1.055)	220	(38.273)	(3.629)	(14.824)
Accionistas no controladores	(203)	(232)	422	-	3	1.789	-	1.779
Ganancia (Pérdida) neta	4.559	20.362	2.979	(1.055)	223	(36.484)	(3.629)	(13.045)

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

El 31 de diciembre de 2017, la Compañía presentó una mayor ganancia antes del resultado financiero, las participaciones e impuestos (ganancia operativa), debido a las mayores exportaciones netas de petróleo y derivados a precios más elevados, a la reducción de los gastos de personal, a la ganancia con la venta de la NTS y al menor *impairment*. Por otro lado, la celebración del acuerdo para terminar la *Class Action* y la adhesión a los Programas de Regularización de Débitos Federales, que fueron importantes para eliminar riesgos e incertidumbres, atenuaron el aumento de la ganancia. La mayoría de los segmentos de negocio de la Compañía contribuyó al crecimiento de la ganancia operativa en el período.

El segmento de Exploración y Producción (E&P) tuvo un crecimiento de la ganancia bruta resultante del aumento de las cotizaciones del Brent, sumada a una reducción de los costos de depreciación, y fue parcialmente compensado por los mayores gastos con participaciones gubernamentales. Esta mejora en el desempeño operacional, aliada a la reversión del *impairment* y a los menores gastos con ociosidad de equipos, resultaron en un crecimiento significativo de la ganancia operativa.

Las operaciones del segmento de Abastecimiento presentaron menor ganancia bruta derivada de la reducción de los márgenes de comercialización, principalmente de diesel y gasolina, de la valorización del Brent y de los aceites nacionales, y de la caída del volumen de ventas de derivados en el mercado interno. La ganancia operativa también presentó una caída, aunque hubo menores gastos de ventas, con PIDV y con *impairment* de activos.

En relación al segmento de Gas y Energía, la mayor ganancia bruta fue generada por el aumento de las ventas de gas natural, mayores precios de venta y crecimiento de la participación del gas nacional en el total ofertado. Estos factores, aliados al reconocimiento de la ganancia con la venta de NTS, resultaron en un aumento de la ganancia operativa, parcialmente compensada por el mayor *impairment*.

En el segmento de Distribución, la menor ganancia bruta reflejó la reducción en el volumen de ventas y *market share*, debido, principalmente, al menor volumen vendido a las térmicas, además del mayor avance de los *players* regionales, compensados parcialmente por el aumento en los márgenes de comercialización. La ganancia operativa presentó crecimiento, reflejando, principalmente, menores pérdidas con créditos de liquidación dudosa, con procesos judiciales, así como reversión de gastos con PIDV provisionados en 2016.

30. Procesos judiciales y contingencias

30.1. 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) revisión de la metodología de cálculo del complemento de remuneración mínima por nivel y régimen de trabajo; (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; (ii) las demandas relativas al pago del ICMS sobre las ventas de queroseno de aviación; y (iii) utilización de crédito de ICMS en la importación de plataformas; y
- Procesos civiles referentes a: (i) acuerdos en curso 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; y (vi) multas aplicadas por la ANP en relación con los sistemas de medición.

Los montos de las provisiones son los siguientes:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Pasivo corriente y no corriente	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Laborales	4.513	3.995	4.020	3.594
Fiscales	4.065	4.981	2.581	3.241
Civiles	14.362	1.873	12.190	1.377
Ambientales	300	194	286	179
Otros	1	9	-	-
Total	23.241	11.052	19.077	8.391
Pasivo corriente	7.463	-	6.397	-
Pasivo no corriente	15.778	11.052	12.680	8.391

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Saldo Inicial	11.052	8.776	8.391	7.282
Adición, neta de reversión	12.726	3.462	10.982	1.630
Utilización	(1.448)	(2.213)	(1.072)	(1.615)
Actualización de intereses	909	1.211	776	1.094
Otros	2	(184)	-	-
Saldo Final	23.241	11.052	19.077	8.391

En la preparación de los estados financieros del período terminado el 31 de diciembre de 2017, 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 2017, los principales movimientos en la provisión para procesos judiciales ocurrieron principalmente por el acuerdo de la acción colectiva provisionado en el cuarto trimestre y por decisiones judiciales y administrativas desfavorables a la Compañía, que resultaron en la alteración de la expectativa de pérdida para probable, así como por la actualización monetaria del saldo provisionado, conforme presentado a seguir:

30.1.2. Procesos laborales

La provisión para procesos laborales aumentó R\$ 518 en función de análisis de decisiones ocurridas en el período sobre diversas reclamaciones laborales, además de actualización monetaria del saldo provisionado, compensado parcialmente por la reversión de provisión de la acción colectiva del SINDIPETRO/NF sobre diferencias de cálculo de los reflejos de las horas extras en los reposos semanales remunerados, en virtud de éxito en la acción rescisoria en el Tribunal Superior del Trabajo (TST).

30.1.3. Procesos fiscales

La provisión para procesos fiscales redujo R\$ 916, principalmente reflejando la reversión de la provisión, constituida en 2016, para procesos judiciales y administrativos relacionados con la no homologación de compensaciones de tributos federales, en virtud de la adhesión al Programa de Regularización Tributaria (PRT), conforme nota explicativa 21.2.1.

Adicionalmente, de enero a septiembre de 2017, ocurrieron provisiones que fueron integralmente constituidas, en virtud de decisiones desfavorables, y revertidas debido a la adhesión a programas de regularización de tributos, conforme los principales procesos a seguir:

- no homologación de compensaciones de tributos federales, conforme nota explicativa 21.2.1 de adhesión al PRT; y
- deducción de la base de cálculo del IRPJ y CSLL de los valores pagados al Plan Petros; beneficio fiscal de reducción de alícuotas de II e IPI en la importación de equipos; y aprovechamiento de pérdida fiscal de IRPJ y base de cálculo negativa de la CSLL, conforme nota explicativa 21.2.2 de adhesión al PERT.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

30.1.4. Procesos civiles

La provisión para procesos civiles aumentó R\$ 12.489, principalmente en función de la firma del Acuerdo de la Acción Colectiva por Petrobras (junto con su controlada PGF) en el monto de R\$ 11.198, conforme nota 30.4.1, análisis de decisiones ocurridas en el período respecto al cobro de *royalties* y participaciones gubernamentales sobre producción de gas en el campo de Urucu, de multas aplicadas por la ANP relativas a sistemas de medición y de diversos otros procesos, así como por la actualización monetaria del saldo de la provisión.

Además, en 2017, ocurrieron provisiones que fueron integralmente constituidas, en virtud de acuerdos realizados y decisiones desfavorables, revertidas debido al pago y adhesión a programas de regularización de tributos, además de cumplimiento de pago por decisión arbitral desfavorable, conforme a lo siguiente:

- acciones individuales propuestas ante la corte federal de Nueva York, según nota explicativa 30.4.1;
- diferencia de participación especial y *royalties* incidentes sobre la producción de petróleo y gas, conforme nota explicativa 21.2.3 de adhesión al PRD; y
- decisión arbitral de la Cámara de Comercio Internacional contra la PNBV en el monto de R\$ 425, relativa a la construcción de la plataforma P-62.

30.2. Depósitos judiciales

Los depósitos judiciales se presentan de acuerdo con la naturaleza de las correspondientes causas:

Activo no corriente	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Fiscales	10.922	5.875	10.052	5.013
Civiles	2.947	3.588	2.842	3.483
Laborales	3.998	3.277	3.637	2.989
Ambientales	581	275	554	250
Otros	17	17	-	-
Total	18.465	13.032	17.085	11.735

	Consolidado		Controladora	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Saldo Inicial	13.032	9.758	11.735	8.590
Adición, neta de reversión	5.155	3.232	5.044	2.946
Utilización	(441)	(499)	(343)	(389)
Actualización de intereses	721	635	649	588
Otros	(2)	(94)	-	-
Total	18.465	13.032	17.085	11.735

En 2017, la Compañía realizó depósitos judiciales en el monto de R\$ 5.155 generados, en gran parte, por la decisión desfavorable dictada por el Tribunal Regional Federal del Rio de Janeiro en octubre de 2017, al entender que las remesas para pago de fletamento, en el período de 1999 a 2002, estarían sujetas al IRRF, conforme nota explicativa 30.3.

30.3. 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 2017, para los cuales la posibilidad de pérdida es considerada posible, son presentados en la siguiente tabla:

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Naturaleza	Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016
Fiscales	129.466	155.882
Laborales	23.825	23.547
Civiles - Generales	31.825	29.491
Civiles - Ambientales	7.787	7.079
Otros	-	4
Total	192.903	216.003

Los cuadros a continuación detallan las principales causas de naturaleza fiscal, civil, ambiental y laboral cuyas expectativas de pérdidas son clasificadas como posibles.

NOTAS EXPLICATIVAS**PETROBRAS**

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Descripción de los procesos de naturaleza fiscal	Estimativa	
	31.12.2017	31.12.2016
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: En octubre de 2017, el Tribunal Regional Federal de RJ dictó una decisión desfavorable a la Compañía al entender que las remesas para pago de fletamento, en el período de 1999 a 2002, estarían sujetas al IRRF, cuyo débito actualizado en septiembre de 2017 es de: R\$ 8,8 mil millones. La discusión jurídica 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. La Compañía adhirió al programa de pago y parcelamiento de la Ley nº 13.586/17, posibilitando el cierre de discusiones administrativas y judiciales de IRRF relativo a los ejercicios de 2008 a 2013, incluyendo la imposición fiscal recibida por la Compañía el 2 de enero de 2018 relativo para el ejercicio 2013, conforme la nota explicativa 21.2.4. Los demás procesos involucrando a CIDE y PIS / COFINS se encuentran en fase administrativa y judicial diversas y se clasifican como posible en función de haber previsión legal en línea con el entendimiento de la Compañía, incluyendo la imposición fiscal recibida por la Compañía el 2 de enero de 2018.	43.141	50.446
2) Ganancia de controladas y coligadas domiciliadas en el exterior no considerada en la base de cálculo del IRPJ y CSLL. Situación actual: En 2017, la Compañía recibió nuevo acto de infracción por no adición de ganancias de controladas en el exterior, que sumado a las demás cuestiones de este asunto, 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.	13.191	10.088
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.	11.977	11.000
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, incluyendo nuevo auto de infracción recibido por la Compañía.	5.097	3.431
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.	2.224	2.137
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. Después de examinar los fundamentos de dichas decisiones, la Compañía alteró la expectativa de pérdida de este proceso para probable. Las demás cuestiones remanentes de este ítem, cuyo fundamento jurídico es distinto, permanecen como expectativa de pérdida posible y se encuentran en fase administrativa y judicial diversas.	2.028	7.675
7) Dedución inmediata de la base de cálculo del IRPJ y CSLL de gastos con desarrollo de la producción de petróleo. Situación actual: Revisión de la expectativa de pérdida para remota, en virtud del Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF) haber pronunciado por unanimidad, decisiones favorables a la Compañía en proceso administrativo.	-	20.549
Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de São Paulo		
8) Cobro de ICMS por falta de emisión de factura fiscal en el traslado de la sonda para el bloque exploratorio y el regreso de esta embarcación, así como el cobro derivado del no encuadramiento de la admisión temporaria por el hecho del 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 envuelve procesos en fase judicial. En cuanto al proceso de falta de emisión de factura en el movimiento de la sonda, hubo decisión definitiva favorable a la Compañía, motivo por el cual el valor de este ítem fue reducido.	2.518	5.551
9) 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 envuelve proceso en fase administrativa.	2.933	2.718
Actor: Secretaría de Hacienda de RJ, BA y AL.		
10) 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.	4.519	4.412
Actor: Municipalidades de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Mataraiés, Linhares, Vila Velha y Vitória.		
11) 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.	4.050	3.642
Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de RJ, SP, PR, RO y MG		
12) 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.	3.595	4.189
Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de PR, AM, BA, ES, PA, PE y PB		
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.	3.227	2.739
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de RJ, SP, ES, BA, PE, MG, RS, AL y SE.		
14) Apropiación de crédito de ICMS sobre adquisiciones de mercancías que, en el entendimiento de la fiscalización, no		

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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.	3.287	1.598
Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de RJ, RN, AL, AM, PA, BA, GO, MA, SP y PE.		
15) Crédito del ICMS no revertido debido a salidas exentas o libres de impuestos, promovidas por terceros en operaciones subsecuentes.		
Situación actual: La cuestión involucra procesos que están en las instancias administrativa y judicial.	3.404	2.459
Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de SP, RS y SC		
16) 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.	2.817	2.696
Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de SP, CE, PB, RJ, BA, PA y AL.		
17) Cobro y crédito de ICMS en operaciones de consumo interno de aceite bunker y de aceite diésel marítimo destinados a embarcaciones fletadas.		
Situación actual: Hay actuaciones elaboradas por los Estados, con algunas todavía en discusión en la instancia administrativa y otras en la instancia judicial.	1.912	1.846
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de AM, BA, RS y RJ.		
18) Cobro de ICMS por los Estados debido a controversia sobre la formación de la base de cálculo en operaciones interestaduais e internas de transferencias entre establecimientos de un mismo contribuyente.		
Situación actual: La cuestión involucra procesos aún en la fase administrativa y otros en la fase judicial.	1.481	1.143
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.	1.696	1.321
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de MG, MT, GO, RJ, PA, CE, BA, PR, SE, AL, RN, SP y PR.		
20) 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: La cuestión involucra procesos en diversas fases administrativas y judiciales.	941	1.111
Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de Pernambuco		
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 aún en la esfera administrativa, y otros en la esfera judicial.	1.108	1.018
22) Otros procesos de naturaleza fiscal	14.320	14.113
Total de procesos de naturaleza fiscal	129.466	155.882
Descripción de los procesos de naturaleza laboral		Estimativa
	31.12.2017	31.12.2016
Actores: Sindipetro de los estados de ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, SE, AL, RN, CE, PI, PR, SC y RS.		
1) Acciones colectivas que requieren la revisión de la metodología de cálculo del complemento de la Remuneración Mínima por Nivel y Régimen (RMNR).		
Situación actual: A la espera de juicio de incidente de recurso repetitivo por el Pleno del Tribunal Superior de Trabajo, que ordenó la suspensión del juicio del contrato colectivo de trabajo legal, propuesto por la Compañía, hasta el juicio de dicho incidente. Ante el precedente desfavorable en la Sección de Acuerdos Individuales y de decisión favorable en la Sección de Disidios Colectivos, ambos en el ámbito del Tribunal Superior del Trabajo, la Compañía entiende que la mejor expectativa para las demandas es de pérdida posible.	14.940	14.286
Actores: Sindicato de los Petroleiros del Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF		
2) El actor tiene como objetivo condenar 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 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 proceso se encuentra en el Tribunal Superior del Trabajo, para el juicio del recurso de revisión del reclamante.	1.286	1.203
Actores: Sindipetro de los estados de ES, RJ, MG, BA, SP, PR, CE, PI, SC, AL, SE y RS		
3) Acciones de Clase con el fin de obtener diferencias salariales derivadas de deseado cambio en el método de cálculo de las horas extraordinarias en las reflexiones de descanso semanal remunerado, considerándose la observación más alta que establece la Ley No. 605/49, que es de 1/6.		
Situación actual: El Tribunal Superior del Trabajo (TST) uniformizó, en todas sus clases, entendimiento acerca de los reflejos del Descanso Semanal Remunerado en sentido favorable a la tesis de la Compañía, siendo que hay procesos individuales y colectivos juzgados favorablemente a los autores antes de dicha uniformidad, cuya estimación es retratada en este ítem. Sin embargo, dos de esas acciones colectivas (SINDIPETRO / MG y SINDIPETRO / NF) tuvieron sus decisiones rescindidas por el TST, en virtud de acciones rescisorias propuestas por la Compañía, en sesiones de juicio el 26/09/2017 y 20/02/2018, respectivamente, por lo que, ante la remota posibilidad de reversión de las decisiones del TST firmadas en las rescisorias, las expectativas de pérdidas de esas dos acciones colectivas fueron alteradas de lo posible para remota.	403	1.016
4) Otros procesos de naturaleza laboral	7.196	7.042
Total de los procesos de naturaleza laboral	23.825	23.547

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Descripción de los procesos de naturaleza civil	31.12.2017	Estimativa 31.12.2016
Actor: Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural e Biocombustíveis - ANP		
<p>1) 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 Mestiza; 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).</p> <p>Situación actual: La lista envuelve procesos judiciales y arbitrales. En el caso de los campos de Lula / Cernambi y Baúna / Piracaba, los valores de las supuestas diferencias de participaciones especiales fueron depositados judicialmente, pero con la casación de la liminar favorable, actualmente las diferencias han sido pagadas directamente a la ANP hasta que sea reformada la decisión judicial correspondiente. En el caso de la unificación de los Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte y Pirambu, en el complejo Parque das Baleias, el STJ concluyó su juicio en el sentido de que es el tribunal arbitral quien debe evaluar si el caso es arbitrar, o no. En el proceso referente a la unificación de Tartaruga Verde y Mestiza, el Tribunal Regional Federal de la 2ª Región entendió por la competencia del Tribunal Arbitral, autorizando la prosecución del arbitraje. De este modo, actualmente, están suspendidos los arbitrajes de Lula y Cernambi y Baúna y Piracaba, mientras que el Poder Judicial declaró la inexistencia de obstáculo a la prosecución de los arbitrajes relativos al Parque das Baleias y los Campos de Tartaruga Verde y Mestiza. La alteración de valor se refiere a la actualización monetaria y al acrecimiento de las participaciones gubernamentales de los Campos del Parque das Baleias, cuyo cobro está suspendido por fuerza de decisión arbitral/judicial.</p>	8.711	6.493
<p>2) Procesos administrativos que discuten la diferencia de participación especial y royalties en varios campos, con la diferencia de la interpretación de la aplicación de los precios del petróleo utilizados para el cálculo de las participaciones gubernamentales en el campo de Lula. 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.</p> <p>Situación actual: En agosto de 2017, la Compañía obtuvo una decisión judicial desfavorable en uno de los procesos de multa ANP, lo que motivó la alteración de la expectativa de pérdida para probable de parte de los procesos relativos al ítem. En contrapartida, un proceso envolviendo campo de Lula fue transferido a pérdida remota en virtud de una decisión favorable en la esfera administrativa. Las demás cuestiones restantes envuelven procesos en fase administrativa y judicial en diversas fases.</p>	5.410	5.437

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Actor: Diversos actores en Brasil y EIG Management Company en los Estados Unidos		
3) Arbitrajes en Brasil y acción judicial en los Estados Unidos referentes a Sete Brasil Participações S. A. Situación actual: Los arbitrajes están en diversas etapas, sin que se haya dictado sentencia en ninguna de ellas. 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 "Sete" a través de comunicaciones que habrían dejado de revelar el supuesto esquema de corrupción que involucra a Petrobras ya la "Sete". La Corte Distrital de Columbia, Estados Unidos, acogió en parte la defensa preliminar de Petrobras (motion to dismiss). Petrobras recurrió de la parte en que fue vencida en la decisión, y el proceso actualmente está suspendido en primera instancia, en virtud de la interposición del recurso. En el día 30 de octubre, Petrobras presentó una respuesta a las contrariedades de la EIG al recurso.	7.036	5.358
Actor: Refinería de Petróleo de Manguinhos S.A.		
4) Acción de indemnización en que busca resarcimiento por los daños causados por una conducta anticompetitiva alegada en la venta de gasolina, diésel y GLP en el mercado interno. Situación actual: La cuestión involucra proceso en fase judicial. En un juicio reciente el Poder Judicial reconoció la inexistencia de derecho a la indemnización por parte de la Refinería de Manguinhos. La decisión del Poder Judicial acompaña el entendimiento anteriormente manifestado por el CADE, reflejando en la expectativa del proceso que fue alterada para remota.	-	1.875
Actor: Vantage Deepwater Company e Vantage Deepwater Drilling Inc.		
5) Arbitraje en los Estados Unidos acerca de la terminación unilateral del contrato de servicios de perforación vinculado al buque sonda Titanium Explorer. Situación actual: Se realizaron audiencias para obtención de información de testigos y alegaciones finales de las partes. La decisión del tribunal arbitral se espera para el primer trimestre de 2018.	1.323	1.304
6) Procesos diversos de naturaleza civil	9.345	9.024
Total de los procesos de naturaleza civil	31.825	29.491
Descripción de los procesos de naturaleza ambiental		Estimativa
	31.12.2017	31.12.2016
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.		
1) 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.	3.115	2.786
Actores: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA y Ministério Público Federal		
2) 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.	1.469	1.439
3) Otros procesos de naturaleza ambiental	3.203	2.854
Total de los procesos de naturaleza ambiental	7.787	7.079

30.4. Acciones colectivas (class actions) y procesos relacionados

30.4.1. Acción colectiva en los Estados Unidos y procesos relacionados

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"), Petrobras Global Finance BV ("PGF" y 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 (*United States District Court for the Southern District of New York*, "SDNY" o la "Corte Distrital"). Estas acciones fueron consolidadas el 17 de febrero de 2015 ("Acción Colectiva Consolidada" o "Acción Colectiva"). La Corte designó un autor líder, Universities Superannuation Scheme Limited ("USS"), el 4 de marzo de 2015.

En resumen, na Acción Colectiva Consolidada 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, en función de denuncias de corrupción con respecto a determinados contratos, lo que habría supuestamente elevado artificialmente el precio de los valores mobiliarios de Petrobras.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Adicionalmente a la Acción Colectiva Consolidada, treinta y tres acciones fueron propuestas por inversores individuales ante la misma Corte, y una acción fue propuesta en la Corte Federal para el Distrito Este de Pennsylvania, en los Estados Unidos (*United States District Court for the Eastern District of Pennsylvania*, colectivamente las "Acciones Individuales"), con alegaciones similares a aquellas presentadas en la Acción Colectiva Consolidada.

Entre agosto de 2015 y diciembre de 2015, la Compañía y determinados demandados presentaron *Motion to Dismiss* requiriendo la extinción sumaria de pedidos hechos en la Acción Colectiva Consolidada y en determinadas Acciones Individuales. Algunos pedidos fueron extinguidos de forma definitiva, y otros fueron extinguidos, pero con permiso para que fueran propuestos nuevamente. Por lo tanto, las acciones continuaron contra la Compañía y otros reos en relación a determinados pedidos. Después de la fase de *Motion to Dismiss*, la petición inicial que pasó a ser considerada para fines de juicio, en la Acción Colectiva Consolidada, fue la cuarta petición consolidada, presentada el 30 de noviembre de 2015 por los autores USS, *Employees' Retirement System of the State of Hawaii* ("Hawaii"), *North Carolina Department of State Treasurer* ("North Carolina", colectivamente "Autores Principales"), y otro autor cuyas solicitudes se extinguieron posteriormente.

El Juez determinó que la audiencia de juicio de la Acción Colectiva y de las Acciones Individuales comenzaría el 19 de septiembre de 2016, habiendo determinado, también, que cualquier acción individual presentada ante la Corte Distrital después del 31 de diciembre de 2015 se suspendería a todos los efectos hasta el cierre del juicio de las acciones consolidadas. Se han suspendido seis de las acciones individuales, como resultado de esta decisión.

El 2 de febrero de 2016, el Juez acogió la petición de los Autores Principales para la certificación de clase, determinando una clase de inversores cuyos pleitos se basan en la *Securities Act* representada por Hawaii y Carolina del Norte (la "Clase de la Securities Act"), y una clase de los inversores cuyos pleitos se basan en el *Exchange Act* representada por USS (la "Clase del Exchange Act"). La Clase de la *Securities Act* fue definida, en gran parte, como todos los compradores que adquirieron valores mobiliarios emitidos por Petrobras, PifCo y/o PGF, en transacciones en los Estados Unidos, directamente en, en los términos de y/o rastreados a ofertas públicas de 15 de mayo de 2013 y 11 de marzo de 2014, y que sufrieron pérdidas. La Clase de *Exchange Act* fue definida, en gran parte, como todos los compradores que, entre el 22 de enero de 2010 y el 28 de julio de 2015, adquirieron valores mobiliarios de Petrobras, incluyendo valores mobiliarios emitidos por PifCo y/o PGF en la Bolsa de Valores de Nueva York (*New York Securities Exchange*) o relacionados con otras transacciones ocurridas en los Estados Unidos, y que sufrieron pérdidas.

El 15 de junio de 2016, la Corte Federal de Apelaciones (*United States Court of Appeals for the Second Circuit*, la "Corte de Apelaciones") aceptó el pedido de Petrobras y (otros demandantes) de recurrir de la decisión de la Corte Distrital que acogió certificación de clase de la Acción Colectiva. Petrobras (y otros demandantes) requirieron al Juez que suspendiera los procesos de la Corte Distrital. El 24 de junio de 2016, el Juez negó la solicitud de suspensión, y el 27 de junio de 2016, las partes presentaron sus demandas de juicio sumario. Petrobras (y otros demandantes) entonces solicitaron a la Corte de Apelaciones la suspensión de todos los procesos. El 2 de agosto de 2016, la Corte de Apelaciones acogió la solicitud de suspensión de todos los procesos de la Corte Distrital, mientras el recurso estaba pendiente de juicio.

Entre el 21 de octubre de 2016 y el 13 de septiembre de 2017, el Consejo de Administración de Petrobras aprobó acuerdos para cerrar veinte y una Acciones Individuales (las "Acciones Individuales Cerradas"), dejando trece Acciones Individuales pendientes (seis de las cuales estaban suspendidas desde el ajusticiamiento) (las "Acciones Individuales Pendientes"). Los términos de los acuerdos de Acciones Individuales Cerradas son sigilosos y Petrobras niega todas las alegaciones de práctica de actos contrarios a la legislación. Los acuerdos tienen por objeto eliminar incertidumbres, cargas y costos asociados a la continuidad de esas disputas.

Para reflejar los acuerdos celebrados en las Acciones Individuales Cerradas, así como las negociaciones en etapa avanzada con otros autores de acciones individuales, la Compañía reconoció R\$ 1.476 en el resultado (R\$ 261 en 2017 y R\$ 1.215 en 2016).

El 7 de julio de 2017, la Corte de Apelaciones anuló, en parte, la decisión de certificación de clases de la Acción Colectiva y determinó que la Corte Distrital reevaluase el tema.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

La Corte de Apelaciones acogió parcialmente el recurso de Petrobras (y otros demandantes), al rechazar algunos aspectos de la decisión de la Corte Distrital y confirmar otros. Entre otras cuestiones, la Corte de Apelaciones entendió que el Juez debería haber considerado la necesidad de prueba de localización de las transacciones en los Estados Unidos a través de evidencias comunes a los miembros de la clase y, en caso negativo, si cuestiones colectivas irían prevalecer sobre cuestiones individuales. El efecto de la decisión de la Corte de Apelaciones es la anulación de las clases certificadas por la Corte Distrital, mientras que pendiente la reevaluación del tema en primera instancia.

El 21 de julio de 2017, Petrobras (y otros demandantes) presentaron un recurso para el órgano colegiado superior de la Corte de Apelaciones que cuestionaba aspectos de la decisión de la Corte de Apelaciones que confirmaron la decisión de la Corte Distrital, el cual fue rechazado el 24 de agosto de 2017.

El primer de noviembre de 2017, Petrobras (y otros demandantes) presentaron recurso ante la Corte Suprema contra la decisión de la Corte de Apelaciones referente a la certificación de clase. El 3 de noviembre de 2017, la Corte de Apelaciones acató el pedido de suspensión del proceso presentado por Petrobras el 30 de agosto de 2017.

Al final de diciembre de 2017, la Compañía firmó un acuerdo para cerrar la Acción Colectiva Consolidada, aún sujeto a la aprobación judicial (el "Acuerdo de la Acción Colectiva").

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 en los Estados Unidos o por compradores de valores mobiliarios de Petrobras listados para transacciones o que fueron liquidados por medio de la *Depository Trust Company* en los Estados Unidos, incluyendo las Acciones Individuales Pendientes. En virtud del Acuerdo de Acción Colectiva, a los efectos del acuerdo sólo, las partes acordaron con la certificación de una nueva clase definida como todos los individuos que (i) durante el período comprendido entre el 22 de enero de 2010 y el 28 de julio de 2015 (el "Período de la Clase") adquirieron valores mobiliarios de Petrobras, incluyendo valores emitidos por PifCo y / o PGF, en la Bolsa de Valores de Nueva York o en los términos de otras Transacciones Cubiertas; y / o (ii) adquirieron valores mobiliarios emitidos por Petrobras, PifCo y / o PGF en Transacciones Cubiertas, directamente en, en los términos de y / o rastreables a la oferta pública de 13 de mayo de 2013 registrada en los Estados Unidos y / o a la oferta pública de 10 de marzo de 2014 registrada en los Estados Unidos, antes de que Petrobras hiciera disponible a los tenedores de sus valores mobiliarios una declaración financiera que cubriera un período de al menos doce meses a partir de la fecha efectiva de las ofertas (11 de agosto de 2014 a la oferta pública de 13 de mayo de 2013, y el 15 de mayo de 2015 para la oferta pública de 10 de marzo de 2014).

Las transacciones cubiertas fueron definidas para significar (i) cualquier transacción relacionada con valores mobiliarios de Petrobras listados para transacciones en la Bolsa de Nueva York; (ii) cualquier transacción relacionada con valores mobiliarios de Petrobras que fueron liquidados a través del sistema de registro de la *Depository Trust Company*; o (iii) cualquier transacción relacionada con valores mobiliarios de Petrobras que de otra forma se califique como "doméstica" en los términos de la decisión de la Corte Suprema en *Morrison v. National Australia Bank*, 561 U.S. 247 (2010). Las adquisiciones de valores de Petrobras en B3 están excluidas de la definición de Transacciones Cubiertas.

En caso de que sea aprobado, el Acuerdo de Acción Colectiva elimina el riesgo de un juicio desfavorable, que, según lo anteriormente reportado por Petrobras, podría causar un efecto material adverso a la Compañía y su situación financiera, así como elimina 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 (R\$ 9.759), en dos cuotas de US\$ 983 millones (R\$ 3.252) y una última cuota de US\$ 983 millones (R\$ 3.255). La primera parcela del acuerdo fue pagada en primer de marzo de 2018. La segunda parcela será pagada en hasta diez días de la aprobación final del Acuerdo de Acción Colectiva. La tercera cuota se pagará (i) en hasta seis meses de la aprobación final, o (ii) el 15 de enero de 2019, lo que suceda por último. Así, la Compañía reconoció en el resultado del cuarto trimestre de 2017, en otros gastos, netos, el monto de R\$ 11.198 con impuestos (*gross up*) de la parcela referente a Petrobras.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

El 16 de enero de 2018, la Corte Suprema de Estados Unidos acogió una petición consensuada de las partes para postergar el análisis del recurso de Petrobras mientras esté pendiente la aprobación final del Acuerdo de Acción Colectiva.

El Acuerdo de Acción Colectiva fue presentado a la Corte Distrital para su aprobación preliminar. El 23 de febrero de 2018, se celebró una audiencia ante la Corte Distrital, teniendo el juez decidido favorablemente a la aprobación preliminar el 28 de febrero de 2018. Los potenciales miembros de la clase serán notificados y tendrán la oportunidad de adherir o no al mismo y presentar eventuales objeciones que serán apreciadas por la Corte Distrital.

Después de la notificación y el período para objeciones, la Corte Distrital conducirá una audiencia, el 4 de junio de 2018, para decidir sobre la aprobación final del Acuerdo de Acción Colectiva. En caso de que la aprobación final no sea concedida por la Corte Distrital, 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 consolidados o su caja consolidada para un período de declaración específico.

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 tomada contra dicho acuerdo.

Si el Acuerdo de Acción Colectiva es aprobado de manera definitiva, los autores de las Acciones Individuales Pendientes serán elegibles para participar en el acuerdo. Estos autores también tendrán la opción de no adherirse al Acuerdo de Acción Colectiva y, si lo hacen, tales acciones continuarán.

Las Acciones Individuales Pendientes involucran cuestiones bastante complejas, sujetas a incertidumbres sustanciales y que dependen de factores como: ineditismo de tesis jurídicas, el cronograma definido por la corte, el tiempo de las decisiones judiciales, la obtención de pruebas en poder de terceros o oponentes, la decisión de la corte en cuestiones clave, y análisis de expertos. Salvo lo dispuesto anteriormente, la Compañía no es capaz de determinar en este momento si los autores de las Acciones Individuales Pendientes van a decidir participar del Acuerdo de la Acción Colectiva o de hacer una estimación confiable de eventuales pérdidas, si las hay, con las Acciones Individuales Pendientes si los autores decidan no adherirse al Acuerdo de Acción Colectiva.

La Compañía pretende defenderse firmemente en esas acciones.

30.4.2. Acción colectiva propuesta por fundación de inversores 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 y 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 afirma que es un grupo no identificado de inversores y requiere declaración judicial de que los demandados habrían actuado ilegalmente en relación a los inversores que adquirieron acciones o valores mobiliarios emitidos por Petrobras y PGF fuera de los EE.UU. antes del 28 de julio de 2015, en relación con los supuestos actos ilegales, afirmando que la supuesta pérdida financiera de esos inversores haría relación con hechos revelados por la Operación Lava Jato y por supuestas informaciones financieras falsas divulgadas por la Compañía.

Petrobras, PGF, PIBBV y PO&G presentaron petición al juicio el 3 de mayo de 2017, participando del proceso e indicando los abogados que las representarán.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

En 23 de agosto de 2017, se realizó audiencia, en la Corte Distrital de Rotterdam, para establecer el cronograma del proceso. Fueron definidas así las fechas de las próximas etapas de la acción colectiva: (i) la presentación por las reas de defensas preliminares (noviembre de 2017); (ii) la respuesta escrita de la Fundación (marzo de 2018); y (iii) la celebración de audiencia acerca de esas manifestaciones de las partes (28 de junio de 2018). El tribunal presentará su decisión sobre los temas anteriores en septiembre de 2018. Petrobras (y otros reos) presentaron defensas preliminares el 29 de noviembre de 2017.

La demanda 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 a los inversores, las leyes aplicables al caso, la producción de evidencias en manos de terceros, análisis forense, la plantilla con horario a ser definida por la Corte y decisiones judiciales sobre cuestiones clave del proceso. No se puede predecir hoy si la empresa será responsable por el pago efectivo de indemnizaciones, pues este análisis dependerá del resultado de estos procedimientos, así como si y cuales inversores podrían presentar reclamaciones de indemnización.

Además, las afirmaciones hechas son amplias, abarcan varios años e implican una variedad de actividades. Todos estos elementos hacen que el posible impacto de las solicitudes de la Fundación sea muy incierto en la etapa actual del proceso. En cualquier caso, Petrobras cree que ha sido víctima del sistema de corrupción revelado por la Operación Lava-Jato, y trata de demostrar y probar esta condición también ante las autoridades holandesas.

Dada las incertidumbres presentes en el momento, no se puede realizar ninguna evaluación fiable acerca de los posibles riesgos relacionados con este litigio. La Fundación no tiene derecho a reclamar ninguna pérdida y daño y, en caso de que éstos sean reconocidos, deberán ser determinados en procesos específicos posteriores a ser juzgados por los propios inversores o en nombre de los mismos, a menos que un acuerdo sea celebrado incluyendo esos inversores.

Petrobras y sus subsidiarias niegan las alegaciones presentadas por la Fundación y se defenderán con firmeza en la acción en cuestión.

30.4.3. Otros procesos relacionados iniciados por inversores

La Compañía también es parte en arbitrajes y procesos judiciales en Brasil, los cuales están actualmente en sus etapas iniciales. Estos procesos fueron propuestos por inversores que compraron acciones en la B3 y alegan pérdidas derivadas de los actos revelados por la Operación Lava Jato.

30.5. Contingencias activas

30.5.1. 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:

- PIS: febrero de 1999 hasta noviembre de 2002; y
- COFINS: comprendido 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 2017, la Compañía posee registrados en otros activos realizables a largo plazo, con actualización monetaria, el monto de R\$ 3.212 (R\$ 3.193 en 31 de diciembre de 2016) de PIS y COFINS.

NOTAS EXPLICATIVAS

PETROBRAS

(En millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

31. Compromisos de compra de gas natural

El Contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) entre Petrobras y Yacimientos Petroliferos 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 2017, la cantidad contratada del GSA para los años 2018 y 2019 es de aproximadamente 22 mil millones de m³ de gas natural equivalente a 30,08 millones de m³ por día, que corresponde a un valor total estimado de US\$ 3,42 mil millones.

El primer de enero de 2018, el dispositivo contractual referente a la prorrogación anteriormente mencionada indica una extensión del GSA hasta abril de 2022, en la base de 30,08 millones de m³ por día, representando un valor total adicional estimado de US\$ 3,40 mil millones.

32. 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\$ 7.295 para los Programas de Exploraciones Mínimas previstos en los contratos de concesión de áreas de exploración, permaneciendo en vigor R\$ 2.904 netos de los compromisos ya cumplidos. De dicho monto, R\$ 2.665 corresponden a la entrega en garantía de petróleo de campos previamente identificados y ya en fase de producción, y R\$ 239 se refieren a garantías bancarias.

33. 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. 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 2017, 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
			Posición Activa (Pasiva)		
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	
Derivados no designados como hedge					
Contratos Futuros (*)	(15.561)	(1.866)	(323)	(25)	
Compra/Petróleo y derivados	43.862	88.303	-	-	2018
Venta/Petróleo y derivados	(59.423)	(90.169)	-	-	2018
Contratos de opciones (*)	-	120	-	-	
Compra/Petróleo y derivados	-	-	-	-	2018
Venta/Petróleo y derivados	-	120	-	-	2018
Contratos a término			-	1	
Compra/Cambio (BRL/USD) (**)	US\$ 55	-	1	-	2018
Venta/Cambio (BRL/USD) (**)	US\$ 78	US\$ 15	(1)	1	2018
SWAP			346	-	
Cambio - cross currency swap (**)	GBP 700	-	305	-	2026
Cambio - cross currency swap (**)	GBP 600	-	41	-	2034
Derivados designados como hedge					
SWAP			-	(34)	
Interés - Libor/Tasa Fija (**)	US\$ 0	US\$ 371	-	(34)	-
Total reconocido en el Balance General			23	(58)	

(*) Valor referencia en mil bbl.

(**) Valores en US\$ representan millones de dólares y montos en GBP representan millones de libras.

	Ganancia / (Pérdida) reconocida en los estados de resultados del ejercicio (*)		Ganancia / (Pérdida) reconocida en el Patrimonio Neto (**)		Garantías dadas (recibidas) como colaterales	
	2017	2016	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
	Derivados de commodities	(470)	(169)	(30)	-	679
Derivados de moneda	286	(181)	-	21	(166)	-
Derivados sobre interés	(28)	(24)	13	9	-	-
	(212)	(374)	(17)	30	513	180
Hedge de flujo de efectivo relacionado con exportaciones (***)	(10.067)	(9.935)	7.994	50.262	-	-
Total	(10.279)	(10.309)	7.977	50.292	513	180

(*) Importes reconocidos en el resultado financiero en el período.

(**) Importes reconocidos como otros resultados integrales en el ejercicio.

(***) Uso de instrumentos financieros no derivados, tal como se establece en la nota 33.2.

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 2017 se presenta a continuación:

Operaciones	Riesgo	Escenario Probable (*)	Consolidado	
			Escenario Posible (Δ de 25%)	Escenario Remoto (Δ de 50%)
Derivados no designados como Hedge				
Contratos Futuros	Petróleo y Derivados - Fluctuación de precios	-	(793)	(1.585)
Contratos a término	Cambio - Desvalorización del BRL ante el USD	(1)	18	36
		(1)	(775)	(1.549)

(*) Los escenarios probables fueron calculados considerando las siguientes variaciones para los riesgos: Precios de Petróleo y Derivados: valor razonable el 31-12-2017/Real vs. Dólar -valorización del Real en 1,8%. Fuente: Focus y Bloomberg.

33.1. 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, la aplicación de estrategia de protección ocasional con derivados puede ser aplicable. Las operaciones con derivados realizadas en 2017 tuvieron como objetivo exclusivo la protección de los resultados esperados de transacciones comerciales a corto plazo.

33.2. 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 efectuó, 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 cambio, la Compañía considera en conjunto todos los flujos de efectivo de sus operaciones. Esto se aplica especialmente al riesgo de variación de tasa de cambio entre el Real y el dólar estadounidense, a la que, en situaciones que no sean de muy corto plazo, la Compañía considera en conjunto no sólo sus flujos de efectivo futuros denominados en dólares estadounidenses, como también los flujos de efectivo denominados en Reales, que son impactados por el dólar estadounidense, tales como las ventas de diésel y gasolina en el mercado nacional.

En este sentido, la gestión de los riesgos financieros considera, preferentemente, la adopción de medidas estructurales, es decir, utiliza coberturas naturales, a menudo derivadas de los negocios de Petrobras.

La estrategia de gestión del riesgo de cambio puede implicar el uso de instrumentos financieros derivados para reducir al mínimo la exposición cambiaria de ciertas obligaciones de la Compañía, especialmente cuando hay compromisos en las divisas para las que se tenga ninguna expectativa de flujos de recibos, al igual que en caso de la libra esterlina, por ejemplo.

A corto plazo, el tratamiento del riesgo se lleva a cabo mediante la asignación de las inversiones de efectivo entre Real y el dólar u otra moneda.

a) Hedge de flujo de efectivo involucrando las exportaciones futuras de la Compañía

Considerándose la relación de protección natural 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 en dólares estadounidenses. La Compañía considera como “exportaciones futuras altamente probables” apenas una parcela del total de las exportaciones previstas.

Caso las exportaciones cuyas diferencias de cambio fueron designadas en relación de hedge dejen de ser consideradas altamente probables, pero continúen previstas, la relación de hedge es revocada y la diferencia de cambio acumulada hasta la fecha de la revocación es mantenida en el patrimonio neto, siendo reclasificada para el resultado en el instante en que las exportaciones ocurrieren.

También pueden ocurrir situaciones en que las exportaciones cuyas diferencias de cambio fueron designadas en relación de *hedge* dejen de ser previstas. En estos casos, la diferencia de cambio, referente a las proporciones de los flujos de efectivo de las deudas que superaren el total de las exportaciones que aún sean consideradas previstas, acumulada en el patrimonio neto hasta la fecha de la revisión en la previsión, es reclasificada 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 cobertura en una nueva relación de *hedge*.

Los valores de referencia, al valor presente, de los instrumentos de protección el 31 de diciembre de 2017, además de la expectativa de reclasificación para el resultado del saldo de diferencia de cambio acumulada registrada en el patrimonio neto en periodos futuros, tomando como base una tasa de R\$/US\$ de 3,3080, son presentados 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 2017	
				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\$	Enero de 2018 a Diciembre de 2027	58.400	193.189
Cambio del valor de referencia (principal e interés)				US\$ millones	R\$
Montos designados el 31 de diciembre de 2016				61.763	201.293
Nuevas designaciones, revocaciones y re designaciones				21.129	68.252
Realización de las exportaciones				(3.986)	(12.703)
Amortización del endeudamiento				(20.506)	(65.726)
Diferencia de cambio				-	2.073
Montos designados el 31 de diciembre de 2017				58.400	193.189

Las exportaciones futuras designadas como objetos de protección en las relaciones de *hedge* de flujo de efectivo representan, en promedio, el 65,8% de las exportaciones futuras altamente probables.

A seguir son presentados los cambios de la diferencia de cambio acumulada registrada en otros resultados integrales el 31 de diciembre de 2017, a ser realizadas por las exportaciones:

	Diferencia de cambio	Efecto tributario	Total
Saldo el 1 de enero de 2016	(88.320)	30.028	(58.292)
Reconocidos en el patrimonio neto	40.327	(13.711)	26.616
Transferidos para resultado por realización	8.819	(2.998)	5.821
Transferido para resultado por exportaciones previstas que han dejado de ser esperadas/realizadas	1.116	(379)	737
Saldo el 31 de diciembre de 2016	(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)

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 2017-2021 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 2017:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 a 2027	Consolidado Total
Expectativa de realización	(10.495)	(7.227)	(5.828)	(4.977)	(5.658)	(3.016)	(644)	7.781	(30.064)

A partir del primer de enero de 2018, entró en vigor el pronunciamiento NIIF 9, que contiene nuevos requerimientos para la aplicación de la contabilidad de *hedge*. La nota explicativa 6 tiene más información sobre los efectos de las NIIF 9 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 Compañía no tiene intención de liquidar tales contratos antes del plazo de vencimiento.

c) 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 31.12.2017	Riesgo	Escenario Probable (*)	Escenario Posible (Δ de un 25%)	Consolidado Escenario Remoto (Δ de un 50%)
Instrumentos Financieros					
Activos	12.513		(219)	3.128	6.257
Pasivos*	(209.910)	Dólar/ Real	3.680	(52.478)	(104.955)
Hedge de flujos de efectivo en exportaciones	193.189		(3.387)	48.297	96.595
	(4.208)		74	(1.053)	(2.103)
Pasivos	(316)	Yen/ Dólar	1	(79)	(158)
	(316)		1	(79)	(158)
Activos	11		-	3	6
Pasivos	(87)	Euro/ Real	2	(22)	(44)
	(76)		2	(19)	(38)
Activos	20.866		(169)	5.217	10.433
Pasivos	(35.038)	Euro/ Dólar	284	(8.760)	(17.519)
	(14.172)		115	(3.543)	(7.086)
Activos	7		-	2	4
Pasivos	(76)	Libra/ Real	3	(19)	(38)
	(69)		3	(17)	(34)
Activos	10.616	Libra/ Dólar	(167)	2.654	5.308
Pasivos	(15.931)		251	(3.983)	(7.966)
Derivado - cross currency swap	5.813		(92)	1.453	2.907
	498		(8)	124	249
Total	(18.343)		187	(4.587)	(9.170)

(*) Los escenarios probables fueron calculados considerando los siguientes cambios en los riesgos: Real vs. Dólar - valorización del Real en 1,8% / Yen vs. Dólar - desvalorización del Yen en 0,4% / Euro vs. Dólar - desvalorización del Euro en 0,8% / Libra vs. Dólar - desvalorización de la Libra en 1,6% / Real vs. Euro - valorización del Real en 2,6% / Real vs. Libra - valorización del Real en 3,3%. Fuente: Focus y Bloomberg.

(**) Incluye la provisión de la Class Action (nota explicativa 30.4).

33.3. 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.

33.4. 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 2018-2022, 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 2017, el endeudamiento bruto retrocedió 6%, principalmente en consecuencia de la amortización de las deudas. El endeudamiento neto redujo 11% y el plazo medio de vencimiento de la deuda se situó en 8,62 años (7,46 años a 31 de diciembre de 2016).

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*), ajustes por diferencias de cambio y resultado con venta y bajas de activos. 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.

	Consolidado	
	31.12.2017	31.12.2016
Total de financiaciones (corrientes y no corrientes)	361.483	385.784
Efectivo y equivalentes al efectivo	74.494	69.108
Títulos públicos federales y time deposits (vencimiento superior a 3 meses)	6.237	2.556
Endeudamiento neto	280.752	314.120
EBITDA ajustado	76.557	88.693
Índice de endeudamiento neto/EBITDA ajustado	3,67	3,54

El índice apurado a 31 de diciembre de 2017 refleja un incremento de 0,46 p.p. por el impacto del acuerdo de la *Class Action*.

El plan de asociaciones y desinversiones para 2017-2018, de US\$ 21 mil millones, es parte de la planificación financiera de la Compañía, que tiene como objetivo reducir el apalancamiento calculado a través del índice de endeudamiento neto/LTM EBITDA Ajustado para 2,5 en 2018, preservar el efectivo y centrarse en las inversiones prioritarias, especialmente de la producción de petróleo y gas en Brasil en áreas de alta productividad y retorno.

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.

33.5. 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.

33.5.1. 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 regularmente.

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(*)	
	2017	2016	2017	2016
AAA	-	17.004	-	-
AA	2.488	24	2.015	-
A	49.169	37.064	-	-
BBB	2.650	138	-	-
BB	11.797	9.107	-	-
B	12	32	-	-
AAA.br	417	1.217	-	2.848
AA.br	2.707	4.463	-	1
A.br	4.097	-	-	-
BB.br	1.050	-	3.843	-
Otras clasificaciones	107	59	-	-
	74.494	69.108	5.858	2.849

(*) No incluye valor de acciones, compuestos principalmente por las de São Martinho, clasificadas como mantenidas para la venta conforme a la nota explicativa 7.

33.6. 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 adecuado para dar seguridad a 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 internacionales, manteniendo una fuerte presencia en los mercados de capitales, y buscando nuevas fuentes de financiación (nuevos productos para recaudar fondos y en nuevos mercados), además de la utilización de fondos oriundos del programa de desinversiones.

El flujo nominal (no descontado) de principal e intereses de las financiaciones, por vencimiento, es presentado a continuación:

Vencimiento	Consolidado							31.12.2017	31.12.2016
	2018	2019	2020	2021	2022	2023 adelante			
Principal	18.275	21.732	32.581	42.761	60.148	190.135	365.632	390.227	
Interés	20.029	19.336	17.858	15.820	13.233	114.611	200.887	190.352	
Total	38.304	41.068	50.439	58.581	73.381	304.746	566.519	580.579	

33.7. 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.

Las principales informaciones sobre la cobertura de seguros en vigor al 31 de diciembre de 2017 son demostradas de la siguiente forma:

Activo	Tipos de cobertura	Importancia asegurada	
		Consolidado	Controladora
Instalaciones, equipos y productos en inventarios	Incendio, riesgos operativos y riesgos de ingeniería	513.905	350.187
Buques-tanque y buques auxiliares	Cascos	11.661	1.449
Plataformas fijas, sistemas flotantes de producción y unidades de perforación marítimas	Riesgos de petróleo	113.265	20.445
Total en 31 de diciembre de 2017		638.831	372.081
Total en 31 de diciembre de 2016		643.493	388.876

Petrobras no hace seguros de lucros cesantes, coches y de la red de tuberías en Brasil.

34. 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	6.051	-	-	6.051
Derivados de Moneda Extranjera	-	346	-	346
Saldo el 31 de diciembre de 2017	6.051	346	-	6.397
Saldo el 31 de diciembre de 2016	2.557	1	-	2.558
Pasivos				
Derivados de commodities	(323)	-	-	(323)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	(323)	-	-	(323)
Saldo el 31 de diciembre de 2016	(25)	(34)	-	(59)

No hay transferencias relevantes entre los niveles.

El valor razonable estimado para las financiaciones de largo plazo de la Compañía, calculado a tasas de mercado vigentes, es presentado en la nota explicativa 17.1.

Los valores razonables de efectivo y equivalentes al efectivo, deuda de corto plazo y otros activos y pasivos financieros son equivalentes, y no difieren significativamente de sus valores contables.

35. Eventos subsecuentes

35.1. 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 la Statoil Brasil Óleo e Gás Ltda, por el valor de US\$ 2,5 mil millones.

La primera parcela 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 Distribución de Producción 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, en el valor de US\$ 300 millones, que deberá ocurrir aún en el primer trimestre de 2018. La tercera parcela, en el 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.

35.2. Mediación Extrajudicial con Sete Brasil

El primer de marzo de 2018, el Consejo de Administración de Petrobras aprobó los principales términos para un posible acuerdo, en el alcance del procedimiento de la mediación extrajudicial en curso con Sete Brasil Participações S.A. - En Recuperación Judicial ("Siete Brasil").

La celebración de acuerdo entre Petrobras y Sete Brasil está condicionada a la presentación, por Siete Brasil, de operador de sondas de clase internacional y con experiencia en aguas profundas, de conformidad con los criterios de aprobación de Petrobras. Este acuerdo está condicionado también al éxito en la negociación y aprobación por los órganos competentes, de ambas empresas, de los términos y condiciones finales de los documentos necesarios para la aplicación del acuerdo.

35.3. Contratación de Línea de Crédito

El 7 de marzo de 2018, Petrobras firmó, con un sindicato de 17 bancos, una línea de crédito comprometida (*revolving credit facility*- RCF) en el valor de US\$ 4,35 mil millones, con vencimiento en marzo de 2023. A través del instrumento, la Compañía podrá efectuar saques hasta el mes anterior al vencimiento. La línea tiene un coste del 0,51% a.a. por el mantenimiento del límite junto a los bancos. En el caso de saque, el coste de la línea se fija en Libor 6M + 1,7% aa, si la clasificación de riesgo de la Compañía (*rating*) en el momento del saque es inferior al grado de inversión, y Libor 6M + 1,3% a.a. si la Compañía tiene una clasificación de grado de inversión en la fecha del saque.

Balance Social (no auditado)

	2017	Consolidado 2016
1 - Base de Cálculo		
Ingreso de ventas consolidado (RL)	283.695	282.589
Ganancia (pérdida) antes de las participaciones e impuestos consolidados (RO)	6.174	(10.703)
Nómina de pagos bruta consolidada (FPB) (i)	27.164	33.309

	% sobre			% sobre		
	Valor	FPB	RL	Valor	FPB	RL
2 - Indicadores Sociales Internos						
Alimentación	1.039	3,82	0,37	1.095	3,29	0,39
Cargas sociales obligatorias	5.633	20,74	1,99	5.867	17,61	2,08
Plan de pensión privado	2.451	9,02	0,86	2.349	7,05	0,83
Salud	2.030	7,47	0,72	1.750	5,25	0,62
Seguridad y salud en el trabajo	183	0,67	0,06	177	0,53	0,06
Educación	283	1,04	0,10	271	0,81	0,10
Cultura	1	-	-	1	-	-
Capacitación y desarrollo profesional	141	0,52	0,05	146	0,44	0,05
Guarderías o asistencia guardería	70	0,26	0,02	72	0,22	0,03
Participación en las ganancias o resultados	487	1,79	0,17	-	-	-
Otros	67	0,25	0,02	74	0,22	0,03
Total - Indicadores sociales internos	12.385	45,59	4,37	11.802	35,43	4,18

	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
3 - Indicadores Sociales Externos						
Social y ambiental	60	0,97	0,02	120	(1,12)	0,04
Cultura	61	0,99	0,02	71	(0,66)	0,03
Deporte	21	0,34	0,01	50	(0,47)	0,02
Total de las contribuciones para la sociedad	142	2,30	0,05	241	(2,25)	0,09
Tributos (excluidas las cargas sociales)	117.313	1.900,11	41,35	104.403	(975,46)	36,95
Total - Indicadores sociales externos	117.455	1.902,41	41,40	104.644	(977,71)	37,03

	% sobre			% sobre		
	Valor	RO	RL	Valor	RO	RL
4 - Indicadores Ambientales						
Inversiones relacionadas con la producción/operación de la Compañía	2.522	40,85	0,89	3.011	(28,13)	1,07

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	2017	2016
Nº de empleados(as) al cierre del período	62.703	68.829
Nº de admisiones durante el período (II)	1.047	2.108
Nº de empleados(as) subcontratados(as) (III)	117.201	117.555
Nº de pasantes (IV)	987	765
Nº de empleados(as) con más de 45 años (V)	24.082	27.123
Nº de mujeres que trabajan en la Compañía (V)	10.411	12.030
% de cargos de jefatura ocupados por mujeres (V)	15,4%	14,5%
Nº de negros(as) que trabajan en la Compañía (VI)	17.491	18.193
% de cargos de jefatura ocupados por negros(as) (VII)	22,2%	20,8%
Nº de portadores(as) de discapacidad o necesidades especiales (VIII)	342	441

6 - Informaciones significativas respecto al ejercicio de la ciudadanía en la Compañía	2017	Metas 2018
Relación entre la mayor y la menor remuneración de la Compañía (IX)	31,8	-
Número total de accidentes de trabajo (X)	1.322	1.210
Los proyectos sociales y ambientales desarrollados por la Compañía fueron definidos por:	() 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)	() todos(as) + Cipa (X) directorio y () todos(as) los gerencias empleados(as) () todos(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) incentivaré e seguirá a la OIT
El plan de pensión privado incluye:	() 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 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) organizaré e incentivaré
Número total de reclamaciones y críticas de consumidores(as): (XI)	en la Compañía 94.297 en el Procon 144 en la Justicia 101	en la Compañía 6.828 en el Procon - en la Justicia 4
% de reclamaciones y críticas atendidas o solucionadas (XII):	en la Compañía 80,5% en el Procon 14,6% en la Justicia 19,8%	en la Compañía 98% en el Procon - en la Justicia -
Valor agregado total a distribuir (en miles de R\$):	En 2017: 216.014	En 2016: 193.445
Distribución del Valor Agregado (DVA):	54% gobierno 14% colaboradores(as) 0% accionistas 32% terceros -0% retenido	55% gobierno 18% colaboradores(as) 0% accionistas 34% terceros -7% retenido

7 - Otras informaciones

(i) Compuesta por salarios, ventajas, FGTS, INSS y demás beneficios a empleados.

I. El Límite de Alerta para los residuos en el año de 2017 fue de 179,5 mil toneladas, y el monto realizado en el período fue de aproximadamente 112.000 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. Informaciones relativas a los pasantes de Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Citepe, Gas Brasileiro, Suape, TBG, Termobahia y Termomacaé. Las demás controladas no poseen programas de prácticas de pasantes.

V. Informaciones relativas a los empleados de Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liquigás, Araucária, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Citepe, Gas Brasileiro, Suape, Stratura, TBG, Termobahia, Termomacaé y Petrobras Biocombustible.

VI. Informaciones sobre los empleados de Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora, Transpetro, Liquigás, Araucária, Breitener Energética, Breitener Tambaqui, Breitener Jaraqui, Citepe, Gas Brasileiro, Suape, Stratura, 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 22,2% son ejercidos por personas que se autodeclararon negras (color parda y negra). No tenemos en nuestros controles la raza / color autodeclarados de los cedidos a Petrobras Holding (solicitados), no siendo posible incluirlos en el conteo de negros en cargos de jefatura. Por cuestiones culturales de algunos países, esta información no tiene como ser obtenida y consolidada para todas las empresas en el exterior.

VIII. 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. Las informaciones de 2017 cubren sólo la Petrobras Controladora.

IX. Información de Petrobras Controladora.

X Se refiere al número de accidentes. No hay una meta específica para el número total de accidentes de trabajo. El número presentado para 2018 se estima en base al 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 Registrables) fijado en 1,08 para 2017, con límite de alerta en 1,00 en 2018.

XI. Las informaciones "en la empresa", "en el Procon" y "en la Justicia" incluyen el cuantitativo de reclamaciones y críticas recibidas en 2017 por Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora y Liquigás. La previsión "en la empresa" para 2018 incluye sólo Petrobras Controladora y Liquigás. No hay previsión "en el Procon" para 2018. La previsión "en la Justicia" incluye sólo Petrobras Controladora.

XII Las informaciones "en la empresa", "en el Procon" y "en la Justicia" incluyen el cuantitativo de reclamaciones y críticas recibidas en 2017 por Petrobras Controladora, Petrobras Distribuidora y Liquigás. La previsión "en la empresa" se refiere a Petrobras Controladora y Liquigás. No hay previsión "en el Procon" y "en la Justicia" para 2018.

Información complementaria sobre Interés Público - Ley 13.303 / 16 (no auditada)

El 29 de junio de 2017, la Compañía publicó la Carta Anual de Políticas Públicas y de Gobernanza Corporativa 2016, presentando las principales informaciones relativas a compromisos con la consecución de objetivos de políticas públicas, las cuales resumimos a continuación:

I - PPT - Programa Prioritário de Termelétricidade

El Programa, instituido por el Decreto nº 3.371, de 24 de febrero de 2000, tuvo como objetivo la implantación de plantas termoeléctricas. Estas plantas, integrantes del *Programa Prioritário de Termelétricidade*, proceden a la provisión de gas natural por un plazo de hasta 20 años, con precio preestablecido y reajustado por la inflación estadounidense. El suministro de gas para el programa, en 2017, generó ingresos de aproximadamente R\$ 1.121 y costos de R\$ 2.314, resultado costado por el presupuesto de la Compañía. A 31 de diciembre de 2017, la Compañía poseía tres plantas integrantes de este programa, de las cuales, una tuvo su contrato resiliado en 2018.

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*, en asociación con el *Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia* (INMETRO), que pretende estimular la producción y la utilización de aparatos que utilizan gas. En 2017, los costos asociados al CONPET, financiados por el presupuesto de la Compañía, fueron considerados inmateriales.

III - PROMINP - Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural

El Programa, instituido por medio del Decreto n ° 4.945, de 19 de diciembre de 2003, tiene como objetivo fomentar la participación de la industria nacional de bienes y servicios, de forma competitiva y sostenible, en la implantación de proyectos de petróleo y gas en Brasil y en el exterior. En 2017, el proyecto fue descontinuado.

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 2017, actividades en Brasil, en América del Sur, que comprende Argentina, Colombia y Bolivia; en América del Norte, que incluye México y Estados Unidos de América; además en Turquía (Otros). La información presentada relativa a participadas por el método de equivalencia patrimonial se refiere a las operaciones de Petrobras Oil and Gas B.V. (PO&G) en África, con destaque para Nigeria. Sin embargo, solamente en Brasil, Estados Unidos de América, Nigeria y Argentina la Compañía registra 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:

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)
PETROBRAS

(Em millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

	Extranjero						Consolidado	Inversiones por Equivalencia Patrimonial
	Brasil	América del Sur	América del Norte	África	Otras	Total	Total	
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
31 de diciembre de 2015								
Reservas de petróleo y gas no comprobadas	26.239	520	1.547	-	-	2.067	28.306	-
Reservas de petróleo y gas comprobadas	276.544	7.872	16.037	-	-	23.909	300.453	11.318
Equipos de soporte	276.972	4.164	256	-	16	4.436	281.408	345
Costos capitalizados brutos	579.755	12.556	17.840	-	16	30.412	610.167	11.663
Depreciación, agotamiento y amortización	(159.173)	(7.955)	(6.146)	-	(16)	(14.117)	(173.290)	(5.006)
Costos capitalizados, netos	420.582	4.601	11.694	-	-	16.295	436.877	6.657

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)

PETROBRAS

(Em millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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:

	Brasil	Extranjero				Total	Consolidado Total	Inversiones por Equivalencia Patrimonial
		América del Sur	América del Norte	África	Otras			
31 de diciembre de 2017								
Compras 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								
Compras 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
31 de diciembre de 2015								
Compras de propiedades								
Comprobadas	-	-	-	-	-	-	-	-
No comprobadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Costos de exploración	9.989	179	275	-	-	454	10.443	34
Costos de desarrollo	47.906	1.486	1.310	-	-	2.796	50.702	1.420
Total	57.895	1.665	1.585	-	-	3.250	61.145	1.454

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 2017, 2016 y 2015 se demuestran en el cuadro a continuación. La Compañía transfiere substancialmente toda su producción brasileña de petróleo crudo y gas al segmento de Abastecimiento 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 la 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.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)
PETROBRAS

(Em millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

	Extranjero					Consolidado	Inversiones por Equivalencia Patrimonial	
	Brasil	América del Sur	América del Norte	África	Otras	Total		
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
31 de diciembre de 2015								
Ingresos operativos netos:								
Ventas a terceros	2.076	1.002	1.949	-	-	2.951	5.027	1.853
Intersegmentos	108.846	3.225	-	-	-	3.225	112.071	62
	110.922	4.227	1.949	-	-	6.176	117.098	1.915
Costos de producción	(53.863)	(1.853)	(629)	-	-	(2.482)	(56.345)	(698)
Gastos de exploración	(5.262)	(66)	(1.139)	-	-	(1.205)	(6.467)	(110)
Depreciación, agotamiento y amortización	(24.735)	(1.005)	(823)	-	-	(1.828)	(26.563)	(624)
Pérdidas de valor de propiedades de petróleo y gas	(35.739)	(796)	(1.757)	-	-	(2.553)	(38.292)	(1.077)
Otros gastos operativos	(6.581)	182	(352)	-	(618)	(788)	(7.369)	(166)
Resultados antes de los impuestos a las ganancias	(15.258)	689	(2.751)	-	(618)	(2.680)	(17.938)	(760)
Impuestos a las ganancias	5.188	(261)	5	-	53	(203)	4.985	(286)
Resultados de las operaciones (excluyendo gastos generales corporativos y costos de interés)	(10.070)	428	(2.746)	-	(565)	(2.883)	(12.953)	(1.046)

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 2017, 2016 y 2015 se demuestran en la tabla a continuación. Las reservas comprobadas son estimadas por profesionales de geingeniería especialistas de la Compañía, 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.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)

PETROBRAS

(Em millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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	En el Extranjero		Aceite Sintético en Brasil	
				África	Total de Aceite el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2014	10.850,9	66,5	119,9	-	186,5	7,9	11.045,1
Revisiones de estimativas previas	(1.968,9)	(3,5)	(18,1)	-	(21,6)	0,1	(1.990,4)
Extensiones y hallazgos	407,1	4,8	-	-	4,8	-	411,9
Perfeccionamiento de recuperación	0,4	0,7	-	-	0,7	-	1,1
Ventas de reservas	(2,3)	(4,5)	-	-	(4,5)	-	(6,8)
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(743,1)	(11,7)	(11,2)	-	(22,8)	(1,0)	(767,0)
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
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
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
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(744,6)	(0,2)	(13,2)	-	(13,4)	(1,0)	(759,0)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	8.249,4	1,2	114,6	-	115,8	6,0	8.371,3

* En 2017, incluye el valor de 263,7 millones de barriles referentes a activos mantenidos para la venta.

Las reservas probadas de Bolivia no se incluyen debido a restricciones de acuerdo con la Constitución boliviana.

Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - inversiones por equivalencia patrimonial

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - inversiones por equivalencia patrimonial	En el Extranjero						Total
	Aceite en Brasil	América del Sur	América del Norte	En el Extranjero		Aceite Sintético en Brasil	
				África	Total de Aceite en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2014	-	18,0	-	54,1	72,1	-	72,1
Revisiones de estimativas previas	-	(2,2)	-	5,2	3,1	-	3,1
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	16,2	16,2	-	16,2
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	(1,2)	-	(9,7)	(10,9)	-	(10,9)
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
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
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
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	-	-	(8,2)	(8,2)	-	(8,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	63,4	63,4	-	63,4

Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)

PETROBRAS

(Em millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

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	En el extranjero						Total
	Gas natural en Brasil (*)	América del Sur	América del Norte	Total de gas natural en el extranjero		Gas sintético en Brasil	
				África			
Reservas al 31 de diciembre de 2014	11.170,3	730,8	180,0	0,0	910,8	10,6	12.091,5
Revisiones de estimativas previas	(1.178,3)	16,8	(17,0)	-	(0,2)	0,2	(1.178,3)
Extensiones y hallazgos	417,6	74,6	-	-	74,6	-	492,2
Perfeccionamiento de recuperación	0,2	27,7	-	-	27,7	-	27,9
Ventas de reservas	(1,3)	(90,2)	-	-	(90,2)	-	(91,5)
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(820,8)	(79,2)	(24,5)	-	(103,7)	(1,4)	(925,9)
Reservas al 31 de diciembre de 2015	9.587,7	680,5	138,5	-	819,1	9,3	10.416,1
Revisiones de estimativas previas	(476,2)	22,9	(19,3)	-	3,6	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)	-	(631,9)
Compras de reservas	-	93,3	-	-	93,3	-	93,3
Producción del ejercicio	(809,7)	(50,9)	(32,1)	-	(82,9)	(1,4)	(894,0)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	8.394,0	113,9	87,2	-	201,1	9,2	8.604,3
Revisiones de estimativas previas	(81,5)	19,5	(24,9)	-	(5,5)	0,1	(86,9)
Extensiones y hallazgos	37,4	41,0	-	-	41,0	-	78,4
Perfeccionamiento de recuperación	204,2	-	-	-	-	-	204,2
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(877,9)	(14,2)	(21,3)	-	(35,5)	(1,2)	(914,6)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	7.676,1	160,2	40,9	-	201,1	8,1	7.885,3

* En 2017, incluye el valor de 173.700 millones de pies cúbicos referentes a activos mantenidos para la venta.

La producción de gas natural presentada en esta tabla 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 33% de nuestra reserva probada total de gas natural en 2017.

Las reservas probadas de Bolivia no se incluyen debido a restricciones de acuerdo con la Constitución boliviana.

Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - inversiones por equivalencia patrimonial

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - inversiones por equivalencia patrimonial	En el extranjero						Total
	Gas natural en Brasil	América del Sur	América del Norte	Total de gas natural en el extranjero		Gas sintético en Brasil	
				África			
Reservas al 31 de diciembre de 2014	-	27,6	-	19,3	46,9	-	46,9
Revisiones de estimativas previas	-	(10,4)	-	(2,7)	(13,1)	-	(13,1)
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	(0,3)	-	-	(0,3)	-	(0,3)
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
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	-	-	(0,9)	(0,9)	-	(0,9)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	17,3	17,3	-	17,3

La producción de gas natural presentada en esta tabla 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 100% de nuestra reserva probada total de gas natural en 2017.

Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)

PETROBRAS

(Em millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

El resumen de las informaciones sobre los cambios de las reservas comprobadas de aceite y gas, consolidadas e inversiones por equivalencia patrimonial, en millones de barriles de aceite equivalente, de los años de 2017, 2016 y 2015 se muestra a continuación:

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 2014	12.712,6	188,3	150,1	-	338,3	9,6	13.060,7
Revisiones de estimativas previas	(2.165,3)	(0,7)	(20,9)	-	(21,6)	0,1	(2.187,1)
Extensiones y hallazgos	476,7	17,2	-	-	17,2	-	494,0
Perfeccionamiento de recuperación	0,4	5,3	-	-	5,3	-	5,8
Ventas de reservas	(2,5)	(19,5)	-	-	(19,5)	-	(22,0)
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(879,9)	(24,9)	(15,3)	-	(40,2)	(1,3)	(921,3)
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
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
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
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(891,0)	(2,6)	(16,7)	-	(19,3)	(1,2)	(911,4)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	9.528,8	27,9	121,5	-	149,3	7,4	9.685,5

* En 2017, incluye el valor de 292,7 millones de barriles de petróleo equivalente referente a activos mantenidos para la venta.

Las reservas probadas de Bolivia no se incluyen debido a restricciones de acuerdo con la Constitución boliviana.

Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - inversiones por equivalencia patrimonial	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 2014	-	22,6	-	57,3	79,9	-	79,9
Revisiones de estimativas previas	-	(3,9)	-	4,8	0,9	-	0,9
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	16,2	16,2	-	16,2
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	(1,3)	-	(9,7)	(11,0)	-	(11,0)
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
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
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
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	-	-	(8,3)	(8,3)	-	(8,3)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	66,3	66,3	-	66,3

Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)

PETROBRAS

(Em millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - Consolidado e inversiones por equivalencia patrimonial	En el Extranjero						Total
	Aceite equivalente en Brasil (*)	América del Sur	América del Norte	África	Total de Aceite equivalente en el extranjero	Aceite equivalente sintético en Brasil	
Reservas al 31 de diciembre de 2014	12.712,6	211,0	150,1	57,3	418,4	9,6	13.140,6
Revisiones de estimativas previas	(2.165,3)	(4,6)	(20,9)	4,8	(20,8)	0,1	(2.186,2)
Extensiones y hallazgos	476,7	17,2	-	-	17,2	-	493,9
Perfeccionamiento de recuperación	0,4	5,3	-	16,2	21,5	-	21,9
Ventas de reservas	(2,5)	(19,5)	-	-	(19,5)	-	(22,0)
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(879,9)	(26,2)	(15,3)	(9,7)	(51,2)	(1,3)	(932,3)
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
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
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
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(891,0)	(2,6)	(16,7)	(8,3)	(27,7)	(1,2)	(919,8)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	9.528,8	27,9	121,5	66,3	215,6	7,4	9.751,7

* En 2017, incluye el valor de 292,7 millones de barriles de petróleo equivalente referente a activos mantenidos para la venta.

Las reservas probadas de Bolivia no se incluyen debido a restricciones de acuerdo con la Constitución boliviana.

Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

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.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)

PETROBRAS

(Em millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

En 2015, nuestras reservas probadas disminuyeron en 2.186 millones de barriles de petróleo equivalente debido a las revisiones de las estimaciones previas, debido principalmente a la caída de los precios del petróleo durante el año fiscal 2015, y disminuyeron 22 millones de barriles de petróleo equivalente debido a las ventas de reservas probadas. Esta disminución fue parcialmente compensada por la incorporación de 494 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas de descubrimientos de nuevas acumulaciones y extensiones en Brasil, específicamente en las Cuencas de Santos, Campos y Espírito Santo, y en Argentina, en la Cuenca de Neuquén, y la incorporación de 22 millones de barriles de petróleo equivalente debido a una mejor recuperación. El resultado neto (excluyendo la producción) fue una disminución de 1.692 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas en 2015. Teniendo en cuenta una producción de 932 mmbob en 2015, nuestra reducción neta de reservas probadas fue de 2.625 millones de barriles de petróleo equivalente.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)

PETROBRAS

(Em millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Las tablas siguientes presentan los volúmenes de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas, netos:

	2017				2016				2015			
	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	Gas Natural (miles millones pies cúb.)	Gas Sintético (miles millones pies cúb.)	Petróleo Crudo (millones de barriles)	Petróleo Sintético	Gas Natural (miles millones pies cúb.)	Gas Sintético (miles millones pies cúb.)
Reservas comprobadas desarrolladas, netas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil*	4.282,2	6,0	4.515,9	8,1	4.250,1	6,8	5.034,2	9,2	4.266,5	6,9	5.320,5	9,3
América del Sur	0,7	-	56,7	-	0,5	-	33,7	-	39,7	-	366,3	-
América del Norte	72,1	-	24,2	-	79,6	-	83,6	-	53,6	-	122,5	-
Extranjero	72,8	-	80,9	-	80,1	-	117,3	-	93,4	-	488,8	-
Total Entidades Consolidadas	4.355,0	6,0	4.596,8	8,1	4.330,2	6,8	5.151,5	9,2	4.359,8	6,9	5.809,3	9,3
Invertidas por Equivalencia Patrimonial												
América del Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	6,6	-	8,0	-
África	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-	28,0	-	10,4	-
Extranjero	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-	34,7	-	18,4	-
Total Invertidas por Equivalencia Patrimonial	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-	34,7	-	18,4	-
Total Entidades Consolidadas y no Consolidadas	4.384,6	6,0	4.606,0	8,1	4.362,7	6,8	5.160,1	9,2	4.394,5	6,9	5.827,7	9,3
Reservas comprobadas y no desarrolladas, netas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil**	3.967,2	-	3.160,2	-	3.812,9	-	3.359,7	-	4.277,7	-	4.267,2	-
América del Sur	0,5	-	103,5	-	0,3	-	80,2	-	12,5	-	314,2	-
América del Norte	42,6	-	16,7	-	16,8	-	3,6	-	37,0	-	16,0	-
Extranjero	43,0	-	120,2	-	17,1	-	83,8	-	49,5	-	330,3	-
Total Entidades Consolidadas	4.010,2	-	3.280,5	-	3.830,0	-	3.443,6	-	4.327,2	-	4.597,5	-
Invertidas por Equivalencia Patrimonial												
América del Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	7,9	-	8,9	-
África	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-	37,8	-	6,2	-
Extranjero	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-	45,7	-	15,1	-
Total Invertidas por Equivalencia Patrimonial	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-	45,7	-	15,1	-
Total Entidades Consolidadas y no Consolidadas	4.044,0	-	3.288,5	-	3.866,5	-	3.447,5	-	4.372,9	-	4.612,6	-

* En 2017, incluye el valor de 191,9 millones de barriles de petróleo y 131.800 millones de pies cúbicos de gas natural referentes a activos mantenidos para la venta.

** En 2017, incluye el valor de 71,9 millones de barriles de petróleo y 41,9 mil millones de pies cúbicos de gas natural referentes a activos mantenidos para la venta.

Las reservas probadas de Bolivia no se incluyen debido a restricciones de acuerdo con la Constitución boliviana.

Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a 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 flujos de los flujos, conforme a continuación.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)
PETROBRAS

(Em millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

Los flujos de caja netos futuros descontados:

	Consolidado				Inversiones por Equivalencia Patrimonial	
	Brasil (**)	América del Sur	América del Norte	Extranjero Total	Total	
El 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 *	(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
El 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 *	(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
El 31 de diciembre de 2015						
Ingresos de efectivo futuros	1.524.183	21.563	15.560	37.123	1.561.306	12.995
Costos de producción futuros	(844.332)	(10.434)	(8.847)	(19.281)	(863.613)	(4.629)
Costos de desarrollo futuros	(215.751)	(3.481)	(3.272)	(6.753)	(222.504)	(4.050)
Gastos por impuestos a las ganancias futuros	(202.433)	(1.736)	(76)	(1.812)	(204.245)	(1.151)
Flujos de efectivo netos futuros no descontados	261.667	5.912	3.365	9.277	270.944	3.165
Descuento del 10% a mediados de año a efectos de la época de flujos de efectivo estimados *	(120.677)	(1.939)	(488)	(2.427)	(123.104)	(1.480)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros netos descontados	140.990	3.973	2.877	6.850	147.840	1.685

(*) Capitalización semestral.

(**) Incluye el valor de R\$ 5.649 referente a activos clasificados como mantenidos para la venta en 2017.

Las reservas probadas de Bolivia no se incluyen debido a restricciones de acuerdo con la Constitución boliviana.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA (No Auditada)
PETROBRAS

(Em millones de reales, excepto cuando indicado de otra forma)

					Consolidado	Inversiones por Equivalencia Patrimonial
	Extranjero				Total	
	Brasil(**)	América del Sur	América del Norte	Total en Exterior		
Movimiento de los flujos de efectivo futuros descontados netos						
Saldo al 1° 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 compras y ventas de minerales en el local	-	-	-	-	-	-
Cambio neto debido a extensiones, hallazgos y mejoras en recuperación, 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 en 31 de diciembre de 2017	203.220	404	5.196	5.599	208.819	4.127
					Consolidado	Inversiones por Equivalencia Patrimonial
	Extranjero				Total	
	Brasil	América del Sur	América del Norte	Total en Exterior		
Movimiento de los flujos de efectivo futuros descontados netos						
Saldo al 1° 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 en el local	-	(3.860)	-	(3.860)	(3.860)	(189)
Cambio neto debido a extensiones, hallazgos y mejoras en recuperación, 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 en 31 de diciembre de 2016	121.455	346	2.925	3.271	124.726	2.058
					Consolidado	Inversiones por Equivalencia Patrimonial
	Extranjero				Total	
	Brasil	América del Sur	América del Norte	Total en Exterior		
Movimiento de los flujos de efectivo futuros descontados netos						
Saldo al 1° de enero de 2015	406.613	2.532	7.739	10.271	416.884	3.025
Ventas y transferencias de petróleo y gas, netas de costos de producción	(57.037)	(1.845)	(1.329)	(3.174)	(60.211)	(818)
Costos de desarrollo habidos	47.906	1.486	1.310	2.796	50.702	1.420
Cambio neto debido a compras y ventas de minerales en el local	(113)	(191)	-	(191)	(304)	-
Cambio neto debido a extensiones, hallazgos y mejoras en recuperación, menos costos relacionados	21.499	1.068	-	1.068	22.567	1.606
Revisiones de las estimativas de cantidades previas	(97.550)	6	(2.161)	(2.155)	(99.705)	441
Cambio neto de precios, precios de transferencia y costos de producción	(610.081)	499	(9.258)	(8.759)	(618.840)	(5.728)
Cambio en costos futuros de desarrollo estimados	(22.904)	(1.221)	1.775	554	(22.350)	(399)
Intereses del descuento	40.661	517	1.035	1.552	42.213	429
Cambio neto en impuestos sobre la renta	226.167	220	305	525	226.692	1.110
Otros - no especificados	-	(133)	303	170	170	599
Ajuste por diferencias de cambio	185.829	1.035	3.158	4.193	190.022	-
Saldo en 31 de diciembre de 2015	140.990	3.973	2.877	6.850	147.840	1.685

(**) Incluye el valor de R\$ 5,649 referente a activos clasificados como mantenidos para la venta en 2017.

Las reservas probadas de Bolivia no se incluyen debido a restricciones de acuerdo con la Constitución boliviana.

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

LUIZ NELSON GUEDES DE CARVALHO

PRESIDENTE

PEDRO PULLEN PARENTE

CONSEJERO

JERÔNIMO ANTUNES

CONSEJERO

SEGEN FARID ESTEFEN

CONSEJERO

GUILHERME AFFONSO FERREIRA

CONSEJERO

DURVAL JOSÉ SOLEDADE SANTOS

CONSEJERO

BETANIA RODRIGUES COUTINHO

CONSEJERA

FRANCISCO PETROS OLIVEIRA LIMA PAPATHANASIADIS

CONSEJERO

MARCELO MESQUITA DE SIQUEIRA FILHO

CONSEJERO

DIRECTORIO EJECUTIVO

PEDRO PULLEN PARENTE

PRESIDENTE

IVAN DE SOUZA MONTEIRO

**DIRECTOR EJECUTIVO FINANCIERO Y DE RELACIONES
CON INVERSORES**

HUGO REPSOLD JÚNIOR

**DIRECTOR EJECUTIVO DE DESARROLLO DE PRODUCCIÓN
Y TECNOLOGÍA**

NELSON LUIZ COSTA SILVA

**DIRECTOR EJECUTIVO DE ESTRATEGIA, ORGANIZACIÓN Y
SISTEMA DE GESTIÓN**

EBERALDO DE ALMEIDA NETO

DIRECTOR EJECUTIVO CORPORATIVO

JORGE CELESTINO RAMOS

**DIRECTOR EJECUTIVO DE REFINACIÓN
Y GAS NATURAL**

SOLANGE DA SILVA GUEDES

**DIRECTORA EJECUTIVA DE EXPLORACIÓN
Y PRODUCCIÓN**

JOÃO ADALBERTO ELEK JUNIOR

**DIRECTOR EJECUTIVO DE GOBERNANZA Y
CUMPLIMIENTO**

RODRIGO ARAUJO ALVES

CONTADOR-CRC-RJ-115.881/O-3



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 2017 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 2017, 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).

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

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 - "Operación Lava Jato" y sus reflejos en la Compañía

De acuerdo a la Nota Explicativa nº 3 de los estados financieros individuales y consolidados.

Cuestión clave de la auditoría	Como se trató la cuestión en nuestra auditoría
<p>En relación con los procesos de investigación llevados a cabo por las autoridades públicas federales en la operación conocida como "Lava Jato" y sus desdoblamientos, la Compañía, por medio de una investigación independiente y considerando su conocimiento e información disponible, reconoció en 2014, una baja en el importe de (R \$ 6.194 millones en la Controladora), referente a la estimación de gastos capitalizados de forma indebida, los cuales fueron pagados adicionalmente por la Compañía en las adquisiciones de propiedad, planta y equipo en períodos anteriores. Esta estimación consideró supuestos que, desde entonces, vienen siendo monitoreadas por la Compañía en la medida en que la investigación avanza y nuevos hechos surgen. De los supuestos, las más significativas fueron: (i) período de contrato y pagos realizados a empresas involucradas; (ii) nombre de las empresas y de las personas involucradas, así como relaciones directas e indirectas con éstas; y (iii) porcentaje adoptado sobre los contratos para la realización de los pagos indebidos y en el valor de la equivalencia patrimonial de los estados contables individuales.</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 riesgos, medición, reconocimiento contable y revelación de las informaciones relacionadas con las investigaciones en curso por la investigación de la Compañía, probando la integridad de las informaciones del canal de denuncias, tratamiento de estas denuncias y comunicación de los resultados a los órganos de gobernanza competentes.</p> <p>Con base en pruebas, evaluamos las principales acciones investigadoras de la Compañía conducidas por las Comisiones Internas de Apuración y por estudios de abogados independientes y evaluamos si la posición de la Compañía sobre la estimación y supuestos adoptadas se mantienen adecuadas.</p>

<p>Esta cuestión fue tratada como significativa en nuestra auditoría en función del seguimiento de informaciones relacionadas a las investigaciones en curso por la Compañía, que pueden alterar las supuestos que resultaron en el reconocimiento de la baja referente a gastos capitalizados de forma indebida en los estados financieros, así como impactar el valor de estos activos en los estados contables individuales y consolidados.</p>	<p>Nuestros especialistas en forense nos ayudaron a evaluar el alcance, incluyendo la completitud y el alcance de la investigación independiente, especialmente en lo que se refiere a los proyectos evaluados como de mayor exposición al riesgo de asociación con actos ilícitos objeto de la Lava Jato y en la evaluación crítica de los procedimientos y metodologías que se utilizan por la investigación independiente, incluso en cuanto a los procedimientos de recolección y análisis de documentos y / o informaciones críticas, selección de aspectos de mayor criticidad para la ejecución de procedimientos adicionales, seguimiento de informaciones relevantes por los medios de comunicación y utilización de informaciones relevantes oriundas de las delaciones y acuerdos de lenidad homologados para evaluar la adecuación de la estimación referente a gastos capitalizados de forma indebida.</p> <p>Con base en las evidencias obtenidas a través de los procedimientos arriba mencionados, consideramos que el saldo de gastos capitalizados de forma indebida, 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 2017.</p>
--	--

2 - Procesos judiciales y Contingencias	
<p>De acuerdo a la Nota Explicativa nº 30.1 de los estados financieros individuales y consolidados.</p>	
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>Esta cuestión fue tratada con significativa en</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</p>

<p>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, y en el valor de la equivalencia patrimonial de los informes contables individuales.</p>	<p>relevantes hechos por la Compañía y sus asesores, a través del análisis de los criterios y supuestos utilizados para medir los valores 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.</p> <p>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.</p> <p>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 2017.</p>
---	---

3 - Reducción por deterioro del valor de los activos	
<p>De acuerdo a la Nota Explicativa nº 14 de los estados financieros individuales y consolidados.</p>	
Cuestión clave de la auditoría	Como se trató la cuestión en nuestra auditoría
<p>La evaluación en cuanto a la reducción por deterioro del valor (<i>"impairment"</i>) 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 promedia de cambio (Real / Dólar) cuyas estimaciones son relevantes para prácticamente todos los segmentos de negocio de la Compañía; (ii) estimaciones de recuperación de las reservas de petróleo y gas; (iii) definición de las tasas de descuento y tipo de cambio.</p> <p>Debido al grado de complejidad adoptado en la evaluación de la definición y revisión de 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 riesgos, medición, reconocimiento contable y revelación de la reducción por deterioro importe recuperable de los activos y de la estimación de las reservas de petróleo y gas.</p> <p>Otros aspectos relevantes de nuestro enfoque de auditoría incluyeron el entendimiento del 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.</p> <p>Con la ayuda de nuestros expertos en finanzas corporativas, evaluamos los supuestos y las</p>

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.

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.

En lo que se refiere a la determinación de la estimación de recuperación 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 2017.

4 - Beneficios concedidos a los empleados

De acuerdo a la Nota Explicativa nº 22 de los estados financieros individuales y consolidados.

Cuestión clave de la auditoría	Como se trató la cuestión en nuestra auditoría
<p>La Compañía patrocina planes de pensión y planes de salud que aseguran la complementación de beneficios de jubilación y asistencia médica a sus empleados.</p> <p>El pasivo actuarial 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.</p> <p>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, consideramos este asunto como significativo en nuestra auditoría.</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 al proceso de medición y revelación del pasivo actuarial.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Adicionalmente, con la ayuda de nuestros expertos en instrumentos financieros, probamos la estimación del valor razonable de los activos relacionados. Evaluamos también las revelaciones efectuadas en los estados financieros individuales y 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 2017.</p>

5 - 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 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 acarrió un aumento del incumplimiento de las empresas que operan en este sector.</p> <p>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 con cuentas incobrables, así como impactar el valor de estos activos en los estados contables individuales y consolidados, consideramos este asunto como significativo en nuestra auditoría.</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 deterioro del valor de las cuentas por cobrar del sector eléctrico, con base en muestreo realizamos confirmación de saldo con las empresas del sector eléctrico, analizamos los contratos de confesión de deuda, así como la evaluamos la etapa actual de las empresas negociaciones entre la Compañía, Eletrobras y Gobierno Federal.</p> <p>Evaluamos también las revelaciones efectuadas en los estados financieros individuales y consolidados.</p> <p>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 2017.</p>

6 - Contabilidad de *Hedge* de flujo de efectivo

De acuerdo a las Notas Explicativas nº 4.3.6 y 33.2 de los estados financieros individuales y consolidados.

Cuestión clave de la auditoría	Como se trató la cuestión en nuestra auditoría
<p>La Compañía aplica la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo para ciertas transacciones.</p> <p>Las relaciones de cobertura de flujos de efectivo se refieren a la cobertura de exposición a la variabilidad en los flujos de efectivo atribuible a un riesgo particular asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable que pueda afectar el resultado.</p> <p>En tales hedges, la proporción efectiva de las ganancias y pérdidas derivadas de los instrumentos de cobertura es reconocida en otros resultados integrales y transferida al resultado financiero cuando el ítem cubierto afecte el resultado del período. La parte no eficaz se registra en el resultado financiero del período.</p> <p>Debido a la relevancia de los instrumentos financieros protegidos y criterios significativos utilizados por la Compañía para determinar las exportaciones futuras consideradas como altamente probables y de las pérdidas y ganancias cambias registradas, así como impactar el valor en los estados contables individuales y consolidados, ese asunto se consideró significativo para nuestra auditoría.</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 riesgos, medición, reconocimiento contable y revelación de la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo.</p> <p>Con la ayuda de nuestros expertos en instrumentos financieros, analizamos los criterios usados por la Compañía para definir la cuota de las exportaciones futuras consideradas "altamente probables", así como evaluamos los supuestos utilizados en la aplicación de la contabilidad de cobertura de flujo de efectivo.</p> <p>Adicionalmente, realizamos procedimientos de recalcu de las diferencias de cambio y evaluamos las pruebas de eficacias prospectivas y retrospectivas.</p> <p>Con base en las evidencias obtenidas a través de los procedimientos arriba mencionados, consideramos que la contabilidad de hedge de flujos de efectivo, 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 2017.</p>

7 - Provisiones para desmantelamiento de áreas

De acuerdo a la Nota Explicativa nº 20 de los estados financieros individuales y consolidados.

Cuestión de la auditoría	Como se trató la cuestión en nuestra auditoría
<p>Como consecuencia de sus operaciones, la Compañía incurre en obligaciones para restaurar y rehabilitar el medio ambiente al abandonar áreas.</p> <p>Estimar los costos asociados al desmantelamiento de áreas involucra juicios significativos, ya que: (i) las obligaciones ocurren 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 ambientales y de seguridad.</p> <p>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.</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 de la provisión para desmantelamiento de áreas.</p> <p>Con la ayuda de nuestros expertos en finanzas corporativas, analizamos las supuestas 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 tasas aplicadas. También evaluamos la adecuación de las revelaciones efectuadas por la Compañía.</p> <p>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 2017.</p>

Otros asuntos

Estados del valor agregado

Los estados individuales y consolidados del valor agregado referentes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, 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.

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

Valores correspondientes

Los valores correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2016, presentados para fines de comparación, fueron previamente auditados por otros auditores independientes que emitieron informe de 21 de marzo de 2017, que no contuvo modificación.

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 Anual y el Informe al Mercado Financiero ("IMF").

Nuestra opinión sobre los estados financieros individuales y consolidados no alcanza el Informe Anual 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 Anual 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 Anual 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.

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative ("KPMG International"), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative ("KPMG International"), a Swiss entity.

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, 14 de marzo de 2018

KPMG Auditores Independentes
CRC 2SP014428/O-6

Marcelo Gavioli
Contador CRC 1SP201409/O-1

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 finalizado el 31 de diciembre de 2017;
- (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 finalizado el 31 de diciembre de 2017.

Rio de Janeiro, 14 de marzo de 2018.

Pedro Pullen Parente
Presidente

Ivan de Souza Monteiro
Director Ejecutivo Financiero y de Relaciones con
Inversores

Hugo Repsold Júnior
Director Ejecutivo de Desarrollo de Producción y
Tecnología

Nelson Luiz Costa Silva
Director Ejecutivo de Estrategia, Organización y
Sistema de Gestión

Eberaldo de Almeida Neto
Director Ejecutivo Corporativo

Jorge Celestino Ramos
Director Ejecutivo de Refinación y Gas Natural

Solange da Silva Guedes
Directora Ejecutiva de Exploración y Producción

João Adalberto Elek Junior
Director Ejecutivo de Gobernanza y
Cumplimiento

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 2017; y II- el Balance Patrimonial y las demás Demostraciones Contables, relativas al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

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 14.03.2018, el Consejo Fiscal, con votos contrarios de los Consejeros Fiscales Reginaldo Ferreira Alexandre y Walter Luís Bernardes Albertoni, opina que los documentos presentados están en condiciones de ser apreciados por la Asamblea General de los Accionistas de PETROBRAS.

Rio de Janeiro, 14 de marzo de 2018.

Marisete Fátima Dadald Pereira
Presidente

Adriano Pereira de Paula
Consejero

Eduardo Cesar Pasa
Consejero

Walter Luis Bernardes Albertoni
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"), regido por la Instrucción CVM N.º 308, del día 14 de mayo de 1999, alterada por la Instrucción CVM N.º 509, del día 16 de noviembre de 2011, y demás regulaciones aplicables, incluso la Sarbanes-Oxley Act ("SOx") y reglas emitidas por *Securities and Exchange Commission* ("SEC") y por la Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE"), que posee Reglamento Interno Propio ("Reglamento").

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; y (iii) la actuación, independencia y calidad de los trabajos de los Auditores Independientes y de los Auditores Internos.

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 está compuesto por los siguientes Consejeros de Administración: Jerônimo Antunes (Presidente del Comité), Marcelo Mesquita de Siqueira Filho y Durval José Soledade Santos, siendo el Consejero Jerônimo Antunes el especialista financiero y de contabilidad societaria del CAE, conforme a lo previsto en las legislaciones brasileña y norteamericana.

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 norteamericana 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 *Comissão de Valores Mobiliários* ("CVM") 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 ya la estrategia de Petrobras.

2.3 Auditoría Independiente

Desde mayo de 2017, KPMG 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, 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 Normas Internacionales de Informes Financieros (NIIF), emitidas por el *International Accounting Standards Board* (IASB), además de la adherencia a las normas de la CVM, la legislación societaria brasileña y la reglamentación norteamericana aplicable a Petrobras.

2.4 Conformidad y Controles Internos

La actual Dirección de Gobernanza y Conformidad ("DGC") comenzó a actuar en 2015, con la misión de garantizar 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 Gerencia Ejecutiva de Conformidad, que forma parte de la DGC, tiene la atribución de planear, orientar, coordinar y evaluar actividades de control y conformidad y reducción de riesgos de fraude y de corrupción, informando a la Alta Administración las acciones y los resultados de conformidad en todo el Sistema Petrobras. La investigación y escrutinio de denuncias son atribuciones de la Gerencia General de Apelación de Denuncias (APD), cuyo porte y atribuciones fueron aprobados por el Consejo de Administración el 26/07/2017.

Desde la creación, a fines de 2014, la Dirección de Gobernanza, Riesgo y Conformidad ("DGRC" - actual Dirección de Gobernanza y Conformidad, "DGC"), se implementaron inúmeras acciones en Petrobras con el objetivo de garantizar la conformidad de procesos y disminución de riesgos, además de asegurar la adherencia a leyes, normas, estándares y reglamentos, internos y externos a la Compañía. En ese sentido, a lo largo de 2017, se destacan como importantes medidas de mejoramiento de gobernanza y controles, así como premios externos de reconocimiento de éstas, las siguientes:

1) la creación de la función no estatutaria de Director Adjunto de Gobernanza y Conformidad el 12/06/2017: esta medida fue un avance más en el sistema de gobernanza de la Compañía, dado que el Director Adjunto puede concentrar su foco de actuación en acciones internas, especialmente aquellas vinculadas a demandas de controles internos, gobernanzas corporativa y societaria, así como prevención e investigación;

2) la publicación de la Carta Anual de Políticas Públicas y de Gobernanza Corporativa, en 29/06/2017, en atención a la Ley 13.303/16, al Decreto 8.945/16 y al Programa Destaque en Gobernanza de Estatales de la B3. Esta carta está destinada al público en general y reúne, de forma sintética, las principales informaciones relativas a compromisos con el alcance de objetivos de políticas públicas, actividades desarrolladas, estructura de control, datos económico-financieros, factores de riesgo, políticas y prácticas de gobernanza corporativa y descripción de la composición y de la remuneración de la administración de la Compañía;

3) la obtención de la Certificación en el Programa Destaque en Gobernanza de Estatales concedida por la B3 (antigua BM & FBovespa), el 08/08/2017;

4) el Premio de "Consejo de Administración", concedido el 14/09/2017, en la tercera edición del "Premio Empresas Más", que se trata de una asociación del Grupo Estado con la Fundación Instituto de Administración (FIA) y la agencia clasificadora de riesgo Austin Rating, en la cual Petrobras fue elegida como vencedora en el tema Consejo de Administración, que integra el ítem Gobernanza Corporativa. El "Empresas Más" analiza una base de datos de 1.500 empresas y toma en consideración el desempeño económico de los negocios y también iniciativas en gobernanza corporativa;

5) adhesión al segmento especial de listado Nivel 2 de Gobernanza Corporativa de B3 el 26/10/2017, con sus respectivas modificaciones estatutarias para esta adhesión aprobadas por la Asamblea de Accionistas el 15/12/2017;

6) el 10/11/2017, la obtención de nota máxima en el Indicador de Gobernanza ("IG-SEST"), creado por la *Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais – SEST*, del *Ministério de Planejamento, Desenvolvimento e Gestão – MPDG*, con los resultados obtenidos en su primer Informe de Evaluación, en el que la Compañía obtuvo nota 10,0 y alcanzó el Nivel 1 de gobernanza; y

7) Trofeo Transparencia 2017, otorgado por la *Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac)* por la calidad de los estados contables de Petrobras de 2016.

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 del Sistema Petrobras.

2.6 - Gobernanza

La Gerencia Ejecutiva de Gobernanza está vinculada a la Dirección Adjunta de Gobernanza y Conformidad, siendo responsable de asegurar el cumplimiento de los modelos de gobernanza corporativa de Petrobras 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 del Sistema Petrobras;

2.7 Oidoría y Canal de Denuncias

La Oidoría General está vinculada al Consejo de Administración de Petrobras, actuando con independencia, exención y confidencialidad. Es responsable por la presentación y gestión de reclamaciones y denuncias recibidas y tratadas, así como de las solicitudes hechas al *Serviço de Informação ao Cidadão (SIC)*; prestando cuentas de sus actividades al Consejo de Administración, a través del Comité de Auditoría Estatutaria, y al Directorio Ejecutivo de Petrobras.

La Oidoría General es un canal directo entre los diversos públicos de interés de Petrobras y la Alta Administración. La recepción de las denuncias, incluso anónimas, se hace a través del Canal de Denuncias, que está estructurado por un sistema contratado, de la empresa denominada "Contacto Seguro", garantizando la confidencialidad y confidencialidad necesarias.

2.8 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.

Con la aprobación por el Consejo de Administración, el 15 de diciembre de 2016, de la revisión de la Política de Transacciones con Partes Relacionadas de Petrobras, el Reglamento Interno del CAE se alteró para que el Comité, además de la evaluación y el monitoreo de las transacciones con las partes relacionadas, pase a analizar previamente aquellas que cumplan con los criterios de materialidad establecidos en la Instrucción CVM 480/09, en los términos de la revisión de la Política de Transacciones con Partes Relacionadas.

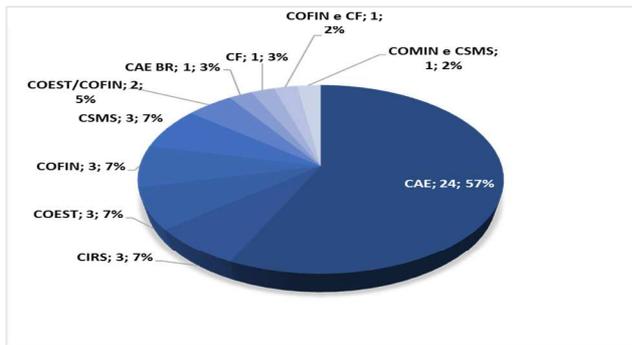
3. Resumen de las actividades en 2017/2018

En el período del 15 de marzo de 2017 (primera reunión ordinaria del CAE después de la apreciación de los Estados Contables de 2016) hasta 12 de marzo de 2018 (reunión ordinaria del CAE, conjuntamente con el Comité Financiero y con el Consejo Fiscal - para la apreciación de los Estados Contables de 2017), el Comité de Auditoría Estatutaria de Petrobras realizó 42 reuniones, que contemplaron 257 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:

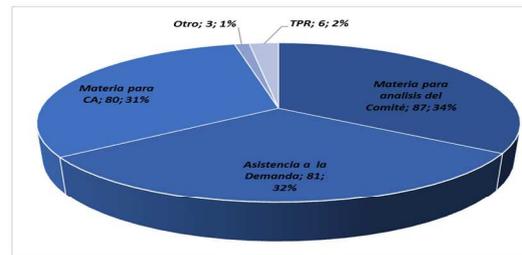
2017/2018 del CAE en números
 (Período de 15/03/17 a 12/03/18)

Promedio de reuniones por meses – 3,5
 Promedio de pautas por reunión – 6,1

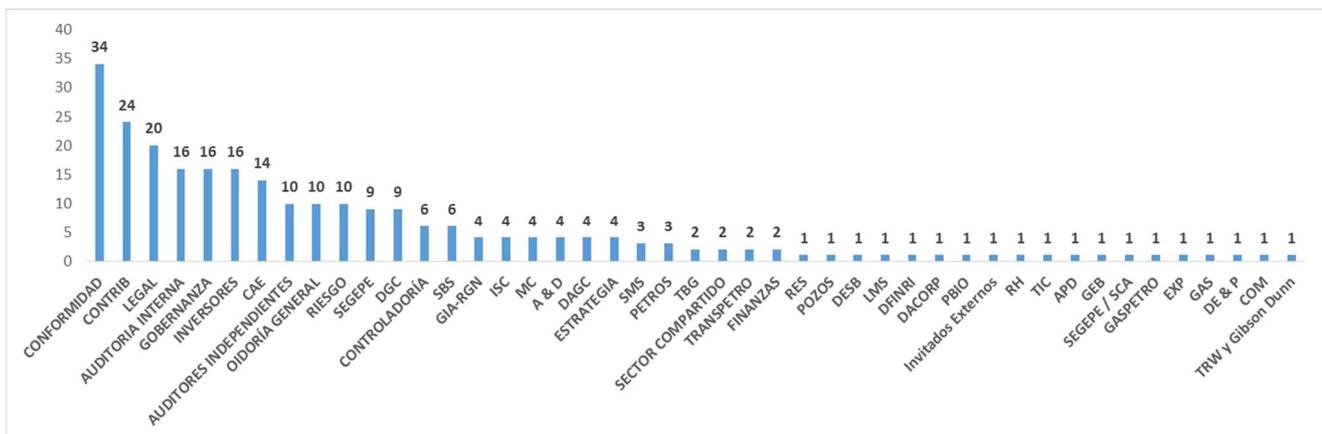
42 reuniones, conjuntas o individuales:



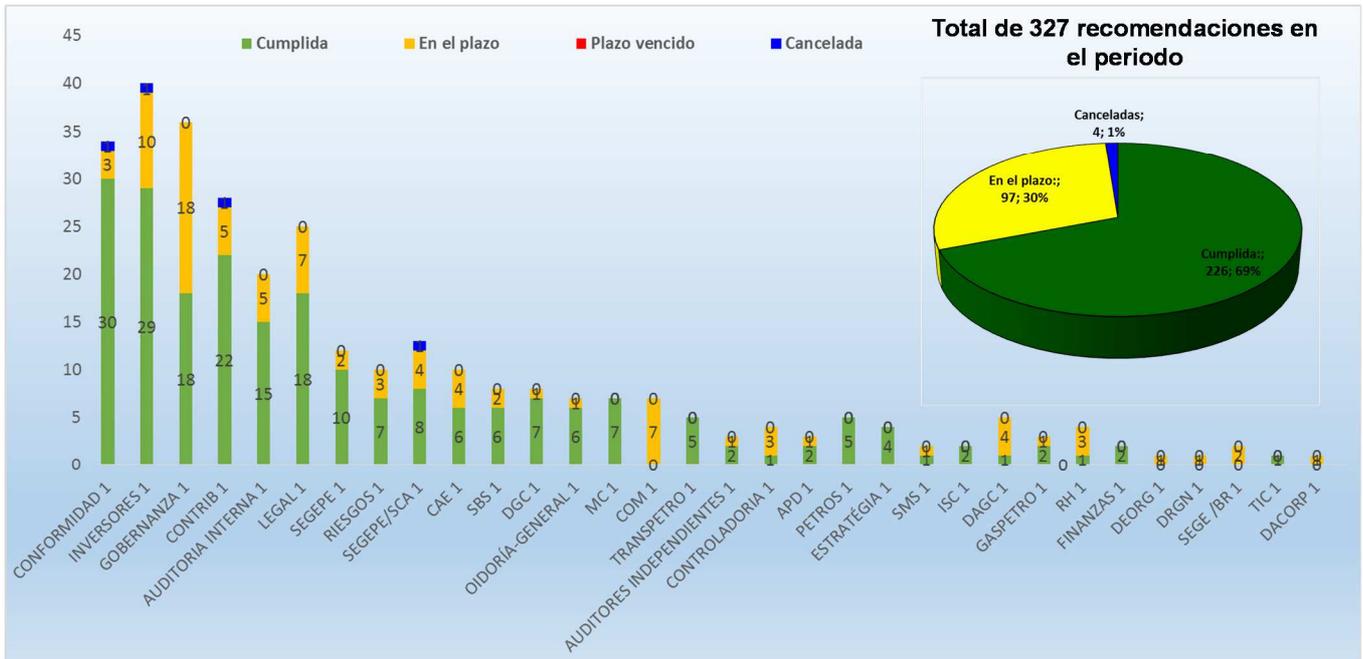
257 pautas apreciadas, siendo:



257 PAUTAS DISTRIBUIDAS POR AREAS



Situación de las Demandas del CAE por Gerencia Ejecutiva - año base 2017 (Período de 15/03/17 a 12/03/18) (1 -extrato em 12/03/18)



Promedio de 7,8 recomendaciones o demandas por reunión

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 ítem 6, párrafo 6.3, del Reglamento Interno, aprobado por el Consejo de Administración el 28/02/2018. El Calendario Anual de Pautas del Comité de Auditoría Estatutaria fue encaminado formalmente a las áreas responsables en 05/02/2018.

3.1 Auditoría Independiente

Se evaluaron 10 pautas en 10 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 2017, (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, señalados en el Informe de los Auditores Independientes, a saber: (i) "Operación Lava Jato" y sus reflejos en la Compañía; (ii) procesos judiciales y contingencias; (iii) reducción del valor recuperable de los activos; (iv) los beneficios concedidos a los empleados; (v) cuentas por cobrar del sector eléctrico; (vi) contabilidad de *hedge* de flujo de caja; y (vii) provisiones para el desmantelamiento de áreas.

3.2 Contabilidad y Tributario

Se evaluaron 24 pautas a lo largo de 14 reuniones, teniendo como objeto los estados contables trimestrales y anuales del ejercicio social de 2017, 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 31.12.2017 y posteriores, de los cambios resultantes de los nuevos pronunciamientos NIIF 9 - Instrumentos Financieros, NIIF 15 - Ingresos de Contrato con Clientes (ambos con adopción a partir del primer de enero de 2018) e NIIF 16 - Arrendamientos Mercantis (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 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.

Se realizaron 16 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 anuales de los trabajos de la Auditoría Interna (RAINT), el Plan de Actividades de la Auditoría Interna (PAINT), las acciones necesarias para el proceso en curso para 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.

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 los miembros del CAE, 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.

La práctica de evaluación de los trabajos de la Auditoría Interna es uno de los ítems previstos en el Programa de Certificación de Calidad del Instituto de Auditores Internos (*The Institute of Internal Auditors*), que busca la mejora continua de la gestión de los procesos de esta área para atender las expectativas de los clientes internos de Petrobras y entregar servicios que agregan valor para su proceso y para la Compañía.

3.4 Conformidad y Sistema de Controles Internos

Se presentaron 34 pautas en 16 reuniones, siendo objeto de seguimiento y recomendaciones, entre otros, los siguientes temas: (i) plan de acción referente a los puntos de atención y remediación de las deficiencias significativas reportadas en el Formulario de Referencia de 2017 - ejercicio social de 2016 - archivado en la CVM (correspondientes a las "Material Weaknesses" reportadas en el Form 20-F de 2017 - ejercicio social de 2016 - archivadas en la SEC), con seguimiento riguroso y en períodos mensuales y / o semanales del CAE; (ii) sistema de controles internos; (iii) riesgos SOx / CVM; (iv) proceso de Due Diligence de Integridad; y (v) Informes trimestrales de Actividades de la Gerencia Ejecutiva de Conformidad (más recientemente transformados en "Informe de Actividades de las Gerencias Ejecutivas Conformidad (CONF), Gobernanza y Apelación de Denuncias (APD).

3.5 Gestión y Monitoreo de Riesgos

Se han debatido 10 pautas de Gestión y Monitoreo de Riesgos, a lo largo de 9 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) inventario de los riesgos SOx / CVM, (iv) proceso de revisión y actualización de los factores de riesgo constantes en el Formulario de Referencia y Form 20-F; (v) mapa de riesgos estratégicos, riesgos laborales y apetito a riesgos; y (vi) 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.

3.6 Gobernanza

Se han debatido 16 pautas de gobernanza, a lo largo de 12 reuniones, con la participación de otras áreas de la Compañía (como: Legal, GIA-RGN, GIA-E&P, entre otras), para la apreciación de temas como: panorama de las empresas del Sistema Petrobras; Carta Anual Políticas Públicas y de Gobernanza Corporativa 2016; aplicación de la matriz de límites de actuación de Petrobras a los procesos de bajas de créditos de naturaleza tributaria; modificación de la tabla de límites de competencia y delegación de competencias; revisión de la Tabla Referencial Societaria (TRS) para los administradores indicados en las empresas del Sistema Petrobras; propuesta de creación de CAE Único para las empresas del Sistema Petrobras, en atención a la Ley 13.303/16 y al Decreto 8.945/16; plan para adecuación a la Instrucción CVM nº 586/17 y al Código Brasileño de Gobernanza Corporativa; y revisión del Reglamento Interno del CAE.

3.7 Oidoría General y Canal de Denuncias

Relacionadas específicamente a la Oidoría General y Canal de Denuncias se abordaron 10 pautas en 9 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 16 pautas sobre transacciones con partes relacionadas, incluyendo la revisión de la Política de Partes Relacionadas y, conforme a la asignación 5.1, "n", del Reglamento Interno del Comité, el análisis previo de las transacciones con partes relacionadas que atiendan a los criterios establecidos en la Política de Transacciones con Partes Relacionadas, aprobada por el Consejo de Administración. En el cumplimiento de este requisito, el CAE tuvo 10 pautas (del total de 16) de análisis previo de transacciones con partes relacionadas, cuyo proceso fue perfeccionado y hoy 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 Estatutario 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. El CAE apreció también pautas sobre: (i) actualización semestral sobre las actividades de la Gerencia Ejecutiva 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), totalizando 121 las 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 *hedge accounting*; y con el Comité de Seguridad, Medio Ambiente y Salud, 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 relatos de accidentes graves y con fatalidad en la Compañía.

El CAE también realizó 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 Desinversiones", "Ecuación del Déficit del Plan Petros Sistema Petrobras (PPSP)", "Estatuto de Petrobras : "Definición de Interés Público", "Acuerdo con el Ministerio de Finanzas de la República de Angola para Regularización Fiscal" y "Planes de Acción de las Gerencias Ejecutivas Marketing y Comercialización, Adquisiciones y Desinversiones, Aprovechamiento de Bienes y Servicios, Estrategia, Comunicación, Contraloría y Finanzas".

En cuanto a la mejora continua y la excelencia de los procesos, herramientas y actividades del Comité de Auditoría Estatutaria, en el 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 Estatutario, las Direcciones involucradas en los temas a ser discutidos son invitadas e indican 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, con una media de 7,8 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 Estatutario recomendó a la Dirección Ejecutiva incluir en sus reuniones ordinarias el seguimiento del proceso de las medidas para eliminar las deficiencias significativas ("Material Weaknesses") de los controles internos nombradas en el ejercicio social que concluye el 31 de diciembre de 2016, al igual como monitorear eventuales nuevos obstáculos identificados, haciendo el mejor uso de los esfuerzos para la anticipación de los plazos de conclusión del respectivo tratamiento; y brindar los recursos necesarios para la implantación de los siguientes Planes de Acción y políticas destacadas a seguir.

- Plan de Remediación/Eliminación de las referidas deficiencias significativas ("Material Weaknesses");
- Armonización de las políticas corporativas entre la holding y las empresas subsidiarias integrales y las empresas subsidiarias, en lo que se refiere a las políticas, estándares de actuación y evaluación de la Defensoría-General, Auditoría Interna, SMS, Recursos Humanos, Conformidad, Jurídico y Tecnología de Información;
- Complementación e Implantación del Plan de Trabajo de Revisión de la Metodología de Clasificación del Contencioso Judicial y Administrativo, ejecutado conjuntamente por el Jurídico, Contabilidad y Tributario, Auditoría Interna y Riesgos Empresariales, con su respectivo desdoblamiento para la Fundación Petros y para las demás empresas del Sistema Petrobras;
- Revisión del Sistema de Integridad de Petrobras, perfeccionando el proceso de investigación de denuncias de fraude, corrupción, nepotismo, conflicto de intereses y CIA - Comisión Interna de Apuración, promoviendo la mejora continua, sin perjuicio de las mejores prácticas y disposiciones de órganos reguladores locales e internacionales, implantando mejoras de proceso, de tecnología y en entrenamiento de personas, con acciones a ser implementadas de acuerdo con el cronograma actualizado, principalmente a aquellas que dependían de aprobación del Consejo de Administración, como el 1) Monitoreo continuo de e-mail; 2) Análisis de evolución patrimonial; y 3) Cambios en el Comité de Corrección.
- 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 Fechadas de Previdência Complementar* (EFPC), abordando las responsabilidades del Consejo de Administración en relación a la realización de auditorías en las EFPC 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 han concluido 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 31/12/2017.

6. Conclusiones y recomendación al Consejo de Administración

Los miembros del Comité de Auditoría Estatutario, en el ejercicio de sus atribuciones y responsabilidades legales, procedieron al examen y análisis de las Demostraciones Contables, acompañadas del Informe de los Auditores Independientes y del Informe Anual de la Administración, relativas al ejercicio social encerrado el 31 de diciembre de 2017 ("Demostraciones Contables Anuales de 2017").

Considerando todos los análisis, estudios y debates realizados en el transcurso de las reuniones y de los trabajos de seguimiento y supervisión efectuados por el CAE, anteriormente descritos de forma resumida, así como en razón de la información proporcionada por la Administración de Petrobras y KPMG Auditores Independientes, los miembros del Comité de Auditoría Estatutaria juzgan que todos los hechos relevantes están adecuadamente divulgados en los Estados Contables auditados relativos al 31/12/2017, en el "Informe Anual 2017 y Sostenibilidad 2017", que componen el "Relato Integrado 2017", recomendando su aprobación por el Consejo de Administración.

Rio de Janeiro, 12 de marzo de 2018.

Jerônimo Antunes
Presidente del Comité de Auditoría Estatutario
Especialista financiero y de contabilidad societaria

Durval José Soledade Santos
Miembro del Comité de Auditoría Estatutario

Marcelo Mesquita de Siqueira Filho
Miembro del Comité de Auditoría Estatutario