

ESTADOS FINANCIEROS

*El 31 de diciembre de 2016, 2015 y
2014 con informe de los auditores
independientes registrados*

*(Traducción libre del original
redactado en inglés)*

Informe de los auditores independientes registrados.....	3
Estados de Situación Financiera Consolidados	4
Estados de Resultados Consolidados.....	5
Estados de los Resultados Integrales Consolidados	6
Estados de Flujos de Efectivos Consolidados	7
Estados de los Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados	8
Notas Explicativas a los Estados Financieros Consolidados	9
1. La Compañía y sus operaciones	9
2. Base de presentación de los estados financieros	9
3. “Operación Lava Jato” y sus reflejos en la Compañía	10
4. Resumen de las principales políticas contables.....	13
5. Uso de estimaciones y juicios	23
6. Adopción de nuevas normas y revisiones	30
7. Efectivo y equivalentes al efectivo y Títulos y valores mobiliarios.....	31
8. Cuentas por cobrar.....	32
9. Inventarios	35
10. Venta de activos y otras reestructuraciones societarias	35
11. Inversiones	41
12. Propiedad, planta y equipo	44
13. Activos Intangibles	47
14. Reducción al valor recuperable de los activos (<i>Impairment</i>)	50
15. Actividades de exploración y evaluación de reservas de petróleo y gas	61
16. Proveedores.....	62
17. Financiaciones	62
18. Arrendamientos.....	66
19. Partes relacionadas.....	67
20. Provisiones para desmantelamiento de áreas.....	69
21. Impuestos	69
22. Beneficios concedidos a los empleados.....	75
23. Patrimonio neto.....	84
24. Ingresos de ventas.....	86
25. Otros gastos netos	87
26. Costos y Gastos por naturaleza.....	87
27. Resultado financiero, neto	88
28. Informaciones complementarias al estado de flujo de efectivo.....	88
29. Informaciones por segmento.....	89
30. Procesos judiciales y contingencias.....	93
31. Compromisos de compra de gas natural	101
32. Garantías a los contratos de concesión para exploración de petróleo	101
33. Gestión de riesgos.....	101
34. Valor razonable de los activos y pasivos financieros	110
35. Eventos subsecuentes.....	111
36. Informaciones Relativas a los Títulos Garantizados Emitidos por las Subsidiarias.....	111
Información Complementaria sobre Actividades de Exploración y Producción de Petróleo y Gas (No Auditadas).....	112

(Traducción libre del original en inglés)

A los Señores Directores y Accionistas de
Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

En nuestra opinión, los balances generales consolidados y los correspondientes estados consolidados de resultados, del resultado integral, de cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo, presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la posición financiera de Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras y subsidiarias ("Compañía") al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, y de cambios en el patrimonio neto y de los flujos de efectivo para cada uno de los tres años en el período finalizado al 31 de diciembre de 2016, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS) emitidas por el International Accounting Standards Boards (IASB). La Administración de la Compañía es responsable por los referidos estados financieros consolidados. Nuestra responsabilidad es la de emitir una opinión sobre tales estados financieros consolidados con base en nuestras auditorías. Hemos realizado nuestras auditorías de acuerdo con los estándares del Consejo de Supervisión de Contabilidad de Empresas Abiertas de los Estados Unidos de América (PCAOB – Public Company Accounting Oversight Board). Los referidos estándares exigen que planifiquemos y realicemos las auditorías para obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados están libres de errores significativos. Nuestras auditorías de los estados financieros consolidados incluyeron exámenes, en base en pruebas selectivas, de las evidencias que sirven de base de las cifras y notas en los estados financieros consolidados, la evaluación de las políticas contables utilizadas y las estimaciones significativas realizadas por la administración, y la evaluación de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto. Creemos que nuestras auditorías proporcionan una base razonable para nuestras opiniones.

Tal como fue mencionado en la nota explicativa 3 de los estados financieros consolidados, la Compañía registró, en 2014, una baja de US\$ 2,527 millones para gastos incorrectamente capitalizados en la adquisición de activos fijos, según los testimonios obtenidos en el ámbito de las investigaciones criminales conducidas por las autoridades brasileñas.

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independientes

Rio de Janeiro – Brasil
21 de marzo de 2017

Estados de Situación Financiera Consolidados

El 31 de diciembre de 2016 y 2015 (En millones de dólares estadounidenses)



Activo	Nota	31.12.2016	31.12.2015	Pasivo	Nota	31.12.2016	31.12.2015
Corriente				Corriente			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	21.205	25.058	Proveedores	16	5.762	6.373
Títulos y valores mobiliarios	7	784	780	Financiaciones corrientes	17	9.755	14.683
Cuentas por cobrar, netas	8	4.769	5.554	Arrendamientos financieros	18.1	18	19
Inventarios	9	8.475	7.441	Impuestos a las ganancias	21.1	127	105
Impuestos a las ganancias	21.1	602	983	Pasivos por otros impuestos	21.1	3.628	3.365
Activos por otros impuestos	21.1	1.900	1.765	Sueldos, vacaciones y cargas		2.197	1.302
Adelantos a proveedores		166	108	Planes de pensión y salud	22	820	655
Otros activos corrientes		1.140	1.338	Otras cuentas y gastos por pagar		2.104	1.946
		39.041	43.027			24.411	28.448
Activos mantenidos para la venta	10.3	5.728	152	Pasivos sobre activos mantenidos para la venta	10.3	492	125
		44.769	43.179			24.903	28.573
No corriente				No Corriente			
Realizable a largo plazo				Financiaciones a largo plazo	17	108.371	111.482
Cuentas por cobrar, netas	8	4.551	3.918	Arrendamientos financieros	18.1	226	78
Títulos y valores mobiliarios	7	90	88	Impuestos a las ganancias diferidos	21.6	263	232
Depósitos judiciales	30.2	3.999	2.499	Planes de pensión y salud	22	21.477	12.195
Impuestos a las ganancias diferidos	21.6	4.307	6.016	Provisión para procesos judiciales	30.1	3.391	2.247
Activos por otros impuestos	21.1	3.141	2.821	Provisión para desmantelamiento de áreas	20	10.252	9.150
Adelantos a proveedores		1.148	1.638	Otros pasivos no corrientes		550	509
Otros activos realizables a largo plazo		3.184	2.446			144.530	135.893
		20.420	19.426				
				Total de pasivos		169.433	164.466
				Patrimonio neto			
Inversiones	11	3.052	3.527	Capital social desembolsado (neto de costos de emisión)	23.1	107.101	107.101
Propiedad, Planta y Equipo	12	175.470	161.297	Transacciones de Capital	23.2	628	321
Activos Intangibles	13	3.272	3.092	Reservas de ganancias	23.3	53.143	57.977
		202.214	187.342	Otros resultados integrales acumulados (déficit)	23.4	(84.093)	(100.163)
				Patrimonio neto de Petrobras		76.779	65.236
				Participación de los accionistas no controlantes	11.4	771	819
				Patrimonio Neto Total		77.550	66.055
Total de activos		246.983	230.521	Total de pasivos y patrimonio neto		246.983	230.521

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

Estados de Resultados Consolidados

El 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014

(En millones de dólares estadounidenses)



	Nota	2016	2015	2014
Ingresos de ventas	24	81.405	97.314	143.657
Costo de ventas		(55.417)	(67.485)	(109.477)
Ganancia bruta		25.988	29.829	34.180
Ingresos (gastos)				
Gastos de ventas		(3.963)	(4.627)	(6.827)
Gastos generales y de administración		(3.319)	(3.351)	(4.756)
Gastos de exploración de petróleo y gas	15	(1.761)	(1.911)	(3.058)
Gastos con investigación y desarrollo		(523)	(630)	(1.099)
Otros gastos por impuestos		(714)	(2.796)	(760)
Pérdida en el valor de recuperación de activos - Impairment	14	(6.193)	(12.299)	(16.823)
Bajas por costos adicionales capitalizados indebidamente	3	-	-	(2.527)
Otros gastos, netos	25	(5.207)	(5.345)	(5.737)
		(21.680)	(30.959)	(41.587)
Ganancia (pérdida) neta antes del resultado financiero, participación e impuestos		4.308	(1.130)	(7.407)
Ingresos financieros		1.053	1.412	1.949
Gastos financieros		(6.958)	(6.437)	(3.923)
Variaciones cambiarias y monetarias		(1.850)	(3.416)	339
Resultado financiero neto	27	(7.755)	(8.441)	(1.635)
Resultado de participaciones en inversiones	11.2	(218)	(177)	218
Pérdida antes de los impuestos a las ganancias		(3.665)	(9.748)	(8.824)
Impuestos sobre la renta	21.7	(684)	1.137	1.321
Pérdida		(4.349)	(8.611)	(7.503)
Ganancia (Pérdida) neta atribuible a:				
Accionistas de Petrobras		(4.838)	(8.450)	(7.367)
Accionistas no controlantes		489	(161)	(136)
Pérdida		(4.349)	(8.611)	(7.503)
Ganancia (Pérdida) básica y diluida por el promedio de las acciones ordinarias y preferidas (en US\$)	23.6	(0,37)	(0,65)	(0,56)

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

Estados de los Resultados Integrales Consolidados

El 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014

(En millones de dólares estadounidenses)



	2016	2015	2014
Pérdida	(4.349)	(8.611)	(7.503)
Elementos que no serán reclasificados a la cuenta de resultados:			
Ganancias / (pérdidas) actuariales con planes de beneficios definidos	(5.296)	(53)	(5.947)
Impuestos sobre la renta diferidos	1.058	(14)	1.157
	(4.238)	(67)	(4.790)
Resultados integrales de participaciones en inversiones	(3)	(1)	-
Elementos que pueden ser reclasificados a la cuenta de resultados:			
Ganancias/ (pérdidas) a realizar en hedge de flujo de efectivo - exportaciones futuras			
Reconocido en el patrimonio neto	10.779	(21.132)	(6.443)
Transferido para el resultado	2.841	2.057	702
Impuestos sobre la renta diferidos	(4.629)	6.486	1.953
	8.991	(12.589)	(3.788)
Ganancias/ (pérdidas) a realizar en el hedge de flujo de efectivo - otros			
Reconocido en el patrimonio neto	8	10	6
Transferido para el resultado	-	-	1
	8	10	7
Ajustes acumulados de conversión (*)			
Reconocido en el Patrimonio Neto	9.529	(29.248)	(15.606)
Transferido para el resultado	1.457	-	-
	10.986	(29.248)	(15.606)
Resultados integrales de participaciones en inversiones	344	(860)	(263)
Otros resultados integrales:	16.088	(42.755)	(24.440)
Resultado integral total	11.739	(51.366)	(31.943)
Resultado integral atribuible a los:			
Accionistas de Petrobras	11.236	(51.209)	(31.729)
Accionistas no controlantes	503	(157)	(214)
Resultado integral total	11.739	(51.366)	(31.943)

(*) Incluye pérdida de US\$ 418 (ganancia de US\$ 1.002 en 2015) de ajustes acumulados de conversión en asociadas y negocios conjuntos.

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados

El 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014

(En millones de dólares estadounidenses)



	2016	2015	2014
Flujos de efectivo de las actividades operativas			
Pérdida	(4.349)	(8.611)	(7.503)
Ajustes:			
Gastos actuariales - Planes de pensión y salud	2.304	1.960	2.022
Resultados de participaciones en inversiones	218	177	(218)
Depreciación, agotamiento y amortización	13.965	11.591	13.023
Pérdida en la recuperación de activos (impairment)	6.193	12.299	16.823
Baja de pozos secos	1.281	1.441	2.178
(Ganancias)/pérdidas en la venta/baja de activos	(293)	758	481
Variaciones cambiarias, monetarias y cargas financieras sobre financiaciones	7.962	9.172	3.571
Baja por costos capitalizados de forma incorrecta	-	-	2.527
Impuestos diferidos, netos	(913)	(2.043)	(3.045)
Pérdidas en créditos de liquidación dudosa	1.131	941	2.378
Ajuste al valor de mercado de los inventarios	343	431	1.015
Realización del ajuste acumulado de conversión - CTA	1.457	-	-
Revisión y actualización financiera de desmantelamiento de áreas	(836)	382	448
Reducción / (Aumento) de activos			
Cuentas por cobrar, netas	(39)	(396)	(2.507)
Inventarios	(518)	291	570
Depósitos judiciales	(986)	(789)	(506)
Otros activos	(319)	(819)	(2.297)
Aumento/(Reducción) de pasivos			
Proveedores	(1.060)	(1.226)	(1.211)
Impuestos por pagar	1.047	1.628	(392)
Planes de Pensión y Salud	(766)	(709)	(834)
Impuestos sobre las ganancias pagados	(372)	(567)	(853)
Otros pasivos	664	76	1.079
Efectivo neto generado por las actividades operativas	26.114	25.987	26.749
Flujos de efectivo de las actividades de inversión			
Gastos de capital	(14.085)	(21.653)	(34.808)
Adiciones (reducciones) de inversiones	(125)	(108)	(329)
Ingresos por venta de activos (desinversión)	2.205	224	3.744
Desinversión (Inversiones) en activos financieros	229	7.982	(5.469)
Dividendos recibidos	473	259	387
Efectivo neto (utilizado) en las actividades de inversión	(11.303)	(13.296)	(36.475)
Flujo de efectivo de las actividades de financiación			
Participación de accionistas no controlantes	29	100	(98)
Financiaciones y préstamos, netos:			
Captaciones	18.897	17.420	31.050
Amortizaciones de principal	(30.660)	(14.809)	(10.031)
Amortizaciones de intereses	(7.308)	(6.305)	(5.995)
Dividendos pagos a los accionistas de Petrobras	-	-	(3.918)
Dividendos pagos a los accionistas no controlantes	(72)	(74)	(117)
Ingresos por la venta de participaciones, sin pérdida de control (*)		503	
Efectivo neto generado (utilizado) por las actividades de financiación	(19.114)	(3.165)	10.891
Efecto de la variación en las tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes al efectivo	450	(1.123)	(378)
Variación neta de efectivo y equivalentes al efectivo en el periodo	(3.853)	8.403	787
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del año	25.058	16.655	15.868
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	21.205	25.058	16.655

(*) Reclasificado de la actividad de inversiones, com base en la nota 2.3.

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

Estados de los Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados
El 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014 (En millones de dólares estadounidenses)

	Capital social desembolsado (neto de costos de emisión)		Otros resultados integrales acumulados (déficit) y costo atribuido					Reservas de ganancias								
	Capital social suscrito y desembolsado	Gastos con emisión de acciones	Transacciones de Capital	Ajuste acumulado de conversión	Hedge de flujo de efectivo - Exportación	Ganancias (pérdidas) con planes de beneficios definidos	Otros resultados integrales y costo atribuido	Legal	Estatutaria	Incentivos fiscales	Retención de ganancias	Ganancias acumuladas	Patrimonio neto atribuible a los accionistas de Petrobras	Participación de los accionistas no controlantes	Total del patrimonio neto consolidado	
	107.371	(279)	674	(26.440)	(3.911)	(2.505)	(178)	7.919	2.182	729	62.965	-	148.527	596	149.123	
Saldos el 1 de enero de 2014	-	107.092	674	-	-	-	(33.034)	-	-	-	73.795	-	148.527	596	149.123	
Aumento de capital con reservas	9	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	-	-	-	-	-	
Realización de costo atribuido	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	-	4	-	-	-	
Transacciones de capital	-	-	(526)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(526)	393	(133)	
Pérdida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.367)	(7.367)	(136)	(7.503)	
Otros resultados integrales	-	-	-	(15.528)	(3.788)	(4.790)	(256)	-	-	-	-	-	(24.362)	(78)	(24.440)	
Destinos:																
Transferencias de reservas											(7.363)	7.363	-		-	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(69)	(69)	
	107.380	(279)	148	(41.968)	(7.699)	(7.295)	(438)	7.919	2.182	720	55.602	-	116.272	706	116.978	
Saldo el 31 de diciembre de 2014	-	107.101	148	-	-	-	(57.400)	-	-	-	66.423	-	116.272	706	116.978	
Realización de costo atribuido	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	-	4	-	-	-	
Transacciones de capital	-	-	173	-	-	-	-	-	-	-	-	-	173	338	511	
Pérdida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.450)	(8.450)	(161)	(8.611)	
Otros resultados integrales	-	-	-	(29.252)	(12.589)	(67)	(851)	-	-	-	-	-	(42.759)	4	(42.755)	
Destinos:																
Transferencias de reservas											(8.446)	8.446	-		-	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(68)	(68)	
	107.380	(279)	321	(71.220)	(20.288)	(7.362)	(1.293)	7.919	2.182	720	47.156	-	65.236	819	66.055	
Saldo el 31 de diciembre de 2015	-	107.101	321	-	-	-	(100.163)	-	-	-	57.977	-	65.236	819	66.055	
Realización de costo atribuido	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	-	4	-	-	-	
Transacciones de capital	-	-	307	-	-	-	-	-	-	-	-	-	307	(427)	(120)	
Ganancia (Pérdida) del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.838)	(4.838)	489	(4.349)	
Otros resultados integrales	-	-	-	10.972	8.991	(4.238)	349	-	-	-	-	-	16.074	14	16.088	
Destinos:																
Transferencias de reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.834)	4.834	-	-	-	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(124)	(124)	
	107.380	(279)	628	(60.248)	(11.297)	(11.600)	(948)	7.919	2.182	720	42.322	-	76.779	771	77.550	
Saldo el 31 de diciembre de 2016	-	107.101	628	-	-	-	(84.093)	-	-	-	53.143	-	76.779	771	77.550	

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

1. La Compañía y sus operaciones

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Sociedad de Economía Mixta, se dedica, directamente o por medio de sus subsidiarias y controladas (denominadas, en conjunto, "Petrobras", la "Compañía" o "Grupo Petrobras"), 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. La sede social de la Compañía está ubicada en Río de Janeiro – Estado de Río de Janeiro, Brasil.

2. Base de presentación de los estados financieros

2.1. Declaración de cumplimiento y autorización de divulgación de los estados financieros

Los estados financieros son presentados en conformidad con las normas internacionales de información financiera – NIIF (IFRS, por sus siglas en inglés) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), y muestran toda la información pertinente a los estados financieros. Los estados financieros se presentan en dólares estadounidenses.

Los estados financieros han sido preparados bajo la convención del costo histórico, excepto por los activos financieros disponibles para la venta, los activos y pasivos financieros medidos a valor razonable, y ciertos activos y pasivos corrientes y no corrientes, como se detalla en la nota explicativa que se refiere a las políticas contables.

El Consejo de Administración de la Compañía, en reunión realizada al 21 de marzo de 2017, autorizó la divulgación de estos estados financieros.

2.2. Moneda funcional y de presentación

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

Petrobras ha seleccionado el dólar estadounidense como su moneda de presentación. Los montos en Dólares estadounidenses para los periodos presentados se han convertido a partir de los montos en Real, de acuerdo con NIC 21 "Los efectos de los cambios en tipos de cambio de divisas". La Compañía ha convertido todos los activos y pasivos en Dólares estadounidenses al tipo de cambio actual y todas las cuentas en los estados de resultados y flujos de efectivo a los tipos de cambio promedio prevalecientes durante el periodo. Las cuentas del patrimonio neto se convierten utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. La pérdida o ganancia neta de conversión resultante de este proceso de re-mensuración se excluyó de las ganancias y se presentó como un ajuste acumulado de conversión ("CTA") dentro de "Otros resultados integrales acumulados" en los estados de los cambios en el patrimonio neto consolidados.

Real x Dólar estadounidense	Mar 2016	Jun 2016	Set 2016	Dez 2016	Mar 2015	Jun 2015	Set 2015	Dez 2015
Tasa promedio trimestral	3,91	3,51	3,25	3,29	2,86	3,07	3,55	3,84
Tasa al final del periodo	3,56	3,21	3,25	3,26	3,21	3,10	3,97	3,90

2.3. Reclasificaciones

Algunos valores relativos a períodos anteriores fueron reclasificados para una mejor comparabilidad con el ejercicio actual. Estas reclasificaciones no fueron consideradas materiales y no impactaron la ganancia neta y el patrimonio neto de la Compañía y son detalladas a seguir:

- Valores de cuentas a cobrar netos de US\$ 249 del sector eléctrico estaban clasificados en el activo corriente y fueron reclasificados para el activo no corriente;
- Valores de arrendamiento financiero fueron clasificados de proveedores en el pasivo corriente y otros pasivos no corrientes para arrendamientos mercantiles financieros en el pasivo corriente y no corriente, por US\$ 7 y US\$ 38, respectivamente;
- El recibo por la venta de participaciones sin pérdida de control en el valor de US\$ 503 en el flujo de efectivo, clasificado como actividad de inversión, se reclasificó a la actividad de financiación;

El valor razonable de las financiaciones fue cambiado de US\$ 98.600 para US\$ 109.168 debido al cambio en la metodología de cálculo de los valores razonables de financiaciones, cuando no hay precios cotizados en el mercado activo disponible (nivel 2), como se detalla en la nota explicativa 17.1.

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.

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 exejecutivos de Petrobras fueron presos y/o denunciados por crímenes como blanqueo de dinero y corrupción pasiva. Otros de nuestros exejecutivos y ejecutivos de empresas proveedoras de bienes y servicios para Petrobras fueron o podrán ser denunciados como resultado de la investigación.

Los valores pagos por Petrobras en el ámbito de los contratos con los proveedores y contratistas involucrados en el esquema descrito anteriormente fueron integralmente incluidos en el costo histórico 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 parcela de los pagos que realizó a estas empresas y que por ellas fue utilizada para realizar pagos indebidos, lo que representa gastos adicionales incurridos en consecuencia del referido esquema de pagos indebidos, no debería haber sido capitalizada. Así, en el tercer trimestre de 2014, la Compañía reconoció una baja el monto de US\$ 2.527 de gastos capitalizados, referente a valores que Petrobras pagó adicionalmente en la adquisición de activos de propiedad, planta y equipo en períodos anteriores.

Como descrito a continuación, la Compañía ha monitorizado continuamente las investigaciones para obtener informaciones adicionales y evaluar su potencial impacto sobre los ajustes realizados en 2014, no habiendo identificado, en el preparo de los estados contables del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, cualquier información adicional que impactase la metodología de cálculo adoptada, y consecuentemente el registro contable de bajas complementares.

Petrobras seguirá acompañando los resultados de las investigaciones y la disponibilidad de otras informaciones relativas al esquema de pagos indebidos y, se hay vuelto disponible información que indique con suficiente precisión que las estimativas arriba descritas deberían ser ajustadas, la Compañía evaluará la eventual necesidad de haber un reconocimiento contable.

3.1 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 Judiciario, del Tribunal de Cuentas de la Unión (TCU) y del Ministerio de la Transparencia, Fiscalización y Control, 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 29 acciones penales como asistentes de acusación y en otras cinco 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, en 2016 la Compañía prosiguió con la ejecución de diversas medidas como respuesta a las ocurrencias reveladas en la "Operación Lava Jato".

En el proceso de fortalecimiento de la estructura de controles internos, la Compañía continua a implementar medidas para perfeccionar su gobernanza corporativa y los sistemas de conformidad (compliance). Entre otras medidas llevadas a cabo en 2016, aprobamos nuestra política de Conformidad Corporativa; proporcionamos capacitación a nuestros empleados y a los gestores sobre Prevención de Corrupción; revisamos la iniciativa "Agentes de Compliance" para adaptarla a la nueva estructura; hemos completado la evaluación de aproximadamente 12 mil procesos de Due Dilligence de Integridad sobre nuestros proveedores; llevamos a cabo el proceso de Background Check de integridad antes del proceso de toma de decisiones para la designación de personas para puestos clave en la Compañía.

Sigue en marcha la investigación interna realizada por dos oficinas independientes contratadas em 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 Cumplimiento, 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 cumplimiento y gobernanza corporativa.

Para averiguar indicios u ocurrencias que puedan ser caracterizados como no conformidades relativas a normas, procedimientos o reglamentos corporativos, constituimos comisiones internas de apuración, cuyos resultados presentamos a las autoridades brasileñas, a medida que las comisiones son concluidas.

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 12 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.

En cada acción de improbidad, se presentaron solicitudes de bloqueo de bienes de los demandados para garantizar el futuro resarcimiento de Petrobras, lo que ya fue deferido por los respectivos Juicios en algunos casos.

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.

En 2016, la Compañía ya reconoció el monto de US\$ 131 como resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato" (US\$ 72 hasta 2015) con base en los acuerdos de leniência e de cooperação.

3.2 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 períodos 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.

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.

En el preparo de los estados financieros del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía consideró toda la información disponible, no habiendo identificado ninguna información adicional que impactara la metodología de cálculo adoptada y, consecuentemente, el registro contable de bajas complementares.

La Compañía ha monitoreado las investigaciones de la “Operación Lava Jato” efectuadas por las autoridades brasileñas y por la investigación interna independiente conducida por oficinas de abogacía. Como resultado, no fueron identificadas nuevas informaciones que cambiasen la baja de gastos adicionales capitalizados indebidamente que fuera reconocida en el tercer trimestre de 2014, o impactasen de modo relevante la metodología adoptada por la Compañía. Petrobras seguirá monitorizando las investigaciones para obtener informaciones adicionales y evaluar su potencial impacto sobre los ajustes realizados.

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 como víctima en el esquema de pagos indebidos.

El 21 de noviembre de 2014, Petrobras recibió una intimación (subpoena) de la Securities and Exchange Commission (SEC) requiriendo documentos relativos a la Compañía. La Compañía ha atendido a las solicitudes oriundas de la intimación (subpoena) y pretende continuar contribuyendo con la SEC y con el U.S. Department of Justice (DOJ), en conjunto con las oficinas de abogacía brasileña y estadounidense contratadas para realizar una investigación interna independiente.

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 adoptados por la Compañía.

La nota explicativa 11 presenta las empresas consolidadas, junto con las otras inversiones directas.

Petrobras no tiene participación accionaria en las entidades estructuradas consolidadas, sin embargo el control es determinado por el poder que la Compañía tiene sobre las actividades relevantes de estas entidades. Las entidades estructuradas consolidadas son:

	País	Principal segmento de actuación
Charter Development LLC – CDC	EE. UU.	E&P
Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais – CDMPI	Brasil	Abast.
PDET Offshore S.A.	Brasil	E&P
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Não-padronizados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo
Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Padronizados do Sistema Petrobras	Brasil	Corporativo

El proceso de consolidación de los balances y del resultado es la suma de los saldos de activos, pasivos, ingresos y gastos, de acuerdo con su función, complementada con las eliminaciones de las transacciones entre las sociedades consolidadas, así como los saldos y resultados no realizados entre estas empresas.

4.2. Información por segmento de negocio

La información relacionada por segmento operativo (area de negocio) de la Compañía es preparada basada en elementos directamente atribuibles al segmento, así como elementos que se pueden asignar de forma razonable. La información por area de negocio está segmentada con base en la gestión de la Dirección Ejecutiva de la Compañía.

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 los áreas y con metodologías de verificación basadas en parámetros de mercado.

Los segmentos de negocio de la Compañía son los siguientes:

- Exploración y Producción:** incluye las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo, GNL (gas natural líquido) y gas natural en Brasil y en el exterior, con el fin de suministrar, principalmente, nuestras refinerías 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.
- Abastecimiento:** incluye las actividades de refinación, logística, transporte y comercialización de derivados y petróleo en Brasil y en el exterior, exportación de ethanol, extracción y procesamiento de esquisto, además de las participaciones en empresas del sector petroquímico en Brasil.
- 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.
- Biocombustible:** incluye las actividades de producción de biodiesel y sus co-productos y las actividades de ethanol, por medio de participaciones accionarias, de la producción y de la comercialización de ethanol, azúcar y el excedente de energía eléctrica generado a partir del bagazo de la caña de azúcar.
- Distribución:** responsable por la distribución de derivados, ethanol 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 negocio.

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 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 cualquier 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.

Los cambios posteriores atribuibles al interés, variación cambiaria y la inflación se reconocen e resultado del ejercicio para todas las categorías, en su caso.

4.3.3. Cuentas por cobrar

Cuentas por cobrar se miden inicialmente al valor razonable de la contraprestación para ser recibido y, posteriormente, al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva y afectada por pérdida en el valor de recuperación de activos (Impairment) o pérdidas en créditos de liquidación dudosa.

La Compañía reconoce pérdidas en créditos de liquidación dudosa cuando hay evidencia de deterioro en el valor recuperable, como resultado de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo, que afectan los flujos de efectivo futuros estimados y que puedan ser estimadas de forma confiable. Tales pérdidas de cuentas por cobrar son reconocidas en resultados 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.

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 efectivo 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.

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, cuando sea aplicable, a su valor neto de realización.

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.

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.

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.

Las importaciones en curso se presentan al costo de adquisición.

4.5. Inversiones en otras Compañías

Asociado 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 en conjunto es uno 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 de una entidad controlada conjuntamente, las partes tienen derecho a los activos netos de la empresa.

Las políticas contables de los negocios conjuntos y asociadas se han modificado, en caso necesario, 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. Combinación de negocios y plusvalía (*goodwill*)

Adquisiciones de negocios se reconocen utilizando el método de adquisición cuando se logra el control. Combinaciones de entidades bajo control común no se contabilizan como combinaciones de negocios.

Este método requiere que los activos adquiridos y pasivos asumidos en una combinación de negocios se valoran por sus valores razonables. Todos los excesos del costo de adquisición sobre el valor razonable de los activos netos adquiridos se reconocen como plusvalía (*goodwill*). Si el costo de adquisición fuera menor que el valor razonable de los activos netos adquiridos, se reconoce como una ganancia procedente de una compra ventajosa en el estado de resultados.

Los cambios en las participaciones en controladas que no resulten 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 y el valor contable de la participación adquirida/vendida.

4.7. Gastos de exploración y desarrollo 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 hay la declaración de comercialidad, tales derechos y concesiones son reclasificados a los activos fijos (propiedad, planta y equipo).
- Los costos de los pozos exploratorios directamente asociados con la perforación de pozos, son inicialmente capitalizados y permanecen de esa manera hasta que se encuentren o no reservas probadas relacionadas al pozo. Los costos posteriores a la perforación del pozo continúan activados en la medida en que el volumen de reservas descubiertas justifica su reconocimiento futuro 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 Petrobras 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.

- 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 Petrobras.
- 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 necesarios 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

Propiedad, planta y equipo son reconocidos al costo para adquirir o construir, incluyendo todos los gastos directamente atribuibles para poner el activo en condiciones de trabajo para su uso previsto, así como, cuando sea aplicable, los gastos estimados para dismantelar y trasladar el activo para restaurar el sitio, reducido por la depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro (*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 resultado del ejercicio.

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

Los cargos financieros de los préstamos directamente obtenidos cuando atribuibles a la adquisición o construcción de activos cualificados se capitalizan como parte de los costos de estos activos. Los cargos financieros de los fondos recaudados sin destino específico, que se utiliza con el propósito de obtener un activo cualificado se capitalizan a la tasa promedio de los préstamos vigentes durante el período, aplicada al saldo de los activos en construcción. 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.

Con excepción de los terrenos, que no se deprecian, las demás propiedades, planta y equipo se deprecian en forma lineal. Véase la nota explicativa 12.2 para obtener más información acerca de la vida útil estimada por clase de activos.

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 por la obtención de concesiones para la exploración de petróleo o gas natural, concesiones de servicios públicos, además de marcas y patentes, softwares y plusvalía por expectativa de rentabilidad futura (goodwill) proveniente de la adquisición de negocio.

Los derechos y concesiones correspondientes a los bonos de suscripción relacionadas a concesiones, cuando la declaración de comercialidad de los campos se reclasifican a la propiedad, planta y equipo, mientras que en los activos intangibles no son amortizados, y los otros intangibles de vida útil definida, se amortizan linealmente por la vida útil estimada.

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. La evaluación de vida útil indefinida se revisa anualmente.

4.10. Reducción al valor recuperable 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) tienen la recuperación de su valor comprobada anualmente, independientemente de que haya indicativos de pérdida de valor, o cuando hay indicios de que el valor contable no pueda ser recuperable.

En la aplicación del test de reducción al valor recuperable de 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 neto de venta de un activo y su valor en uso. Considerándose las sinergias del sistema Petrobras y la expectativa de utilización de los activos hasta el final de su vida útil, 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 a la reducción en el valor de la plusvalía (goodwill).

4.11. Reducción al valor recuperable 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 teste de reducción al valor recuperable, 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 al valor recuperable es permitida.

4.12. Arrendamientos

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

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

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

En los casos de que la Compañía es arrendadora, estos contratos son reconocidos como cuentas por cobrar en el activo.

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 alienación, 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

Para fines de cálculo del impuesto a las ganancias y de la contribución social sobre la ganancia corriente, la Compañía adoptó y aplicó las disposiciones de la Ley 12.973/14 a partir del año 2015, que derogó el Régimen Tributario de Transición (RTT).

Impuesto a la renta y contribución social corrientes se calculan en base a la renta imponible en tasas vigentes el final del período que se informa.

Impuesto sobre la renta y contribución social corrientes se presentan netos, por contribuyente, cuando existe el derecho de compensar los importes reconocidos y cuando hay intención de liquidar los valores netos, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

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. Los impuestos diferidos activos sólo se reconocen en proporción a la probabilidad de que habrá ganancias fiscales futuras, contra el que se pueden utilizar las diferencias temporales. Cuando hay activo por impuesto diferido neto, una situación que se ocurre cuando el valor de los activos por impuestos diferidos es superior al importe reconocido como un pasivo por impuesto diferido, relacionados a la misma entidad tributaria, el reconocimiento se basa en estudio técnico de rentabilidad futura aprobado por la Administración de la Compañía.

El impuesto sobre la renta y contribución social diferidos son calculados aplicando las tasas (y legislación fiscal) que se encuentran en vigor al cierre del período reportado. El impuesto sobre la renta y la contribución social diferidos se presentan netos, por contribuyente, cuando existe el derecho de compensar los activos fiscales corrientes con 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 fiscal en la misma entidad tributable.

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

Los compromisos actuariales con los planes de pensiones y jubilación de beneficios 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 actual 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 actual 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, menos los ingresos por intereses devengados por estos activos.

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

Nuestro 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 acumulados de conversión.

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, costos y gastos

Los ingresos se reconocen cuando es probable que se generaran los beneficios económicos para la Compañía y cuando su valor puede ser valorado de forma fiable, incluyendo el valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir para la venta de bienes y servicios, netos de devoluciones, descuentos, y los impuestos sobre las ventas.

Los ingresos procedentes de ventas de petróleo, derivados, gas natural, biocombustibles y otros productos relacionados se reconocen en el resultado cuando la Compañía no se envuelve siempre en la gestión de los bienes vendidos y tampoco tiene efectivo control sobre tales bienes y los riesgos y beneficios más significativos inherentes al producto se transfieren al comprador, que generalmente ocurre en cuando pasa título legal al cliente, conforme a los términos de los contratos de venta. Los ingresos por ventas de servicios de flete y otros servicios prestados son reconocidos basados en la etapa de realización de la transacción.

Gastos e ingresos financieros incluyen principalmente los ingresos de interés en inversiones financieras y los títulos públicos, los costes por intereses de financiación, valoración de ganancias y pérdidas al valor razonable, según la clasificación del título, además de variaciones cambiarias y monetarias, netas. Gastos financieros excluyen los costos de préstamos que son capitalizados como parte del coste del activo.

Los ingresos, costos y los gastos se contabilizan por el régimen de competencia.

5. Uso de estimaciones y juicios

En la elaboración de los estados financieros consolidados es necesario utilizar estimaciones y juicios para ciertas operaciones y su impacto en los activos, pasivos, ingresos y gastos. Las hipótesis utilizadas son basadas en la experiencia histórica y otros factores considerados relevantes, revisados periódicamente por la Administración, cuyos resultados reales pueden diferir de los valores estimados.

A continuación son presentadas 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 recuperación de activos (impairment), en el cálculo de las provisiones para desmantelamiento de áreas y para definir las exportaciones altamente probables que son objeto de hedge de flujo de efectivo.

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

La Compañía determina las reservas de acuerdo con los criterios SEC (Securities and Exchange Commission) y ANP/SPE (Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural e Biocombustibles-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 SPE son estimadas las reservas probadas y no probadas.

De acuerdo con las definiciones establecidas por SEC, reservas probadas son las cantidades estimadas cuyos datos de ingeniería y geológicos demuestran, con razonable certeza, su recuperación en el futuro, a partir de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas y operativas existentes (precios y costos en la fecha que la estimación se hace). Reservas probadas se dividen en desarrolladas y no desarrolladas.

Reservas probadas desarrolladas son las que se pueden recuperar a través de pozos existentes, con equipos y métodos presentes.

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 embalses, 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, amortización y agotamiento se presentan en notas explicativas 4.8 y 12.

b) Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en el test de recuperación de 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 reclasificados 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 testes de recuperación de activos (*Impairment*)

Los testes 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 negocio de la Compañía. Un número importante de variables interdependientes para determinar el valor en uso, cuya aplicación en los testes 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 testes de impairment.

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

El valor recuperable de determinados activos no excede sustancialmente sus valores contables y, por esta razón, es razonablemente posible haber pérdidas por devaluación 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.

Las notas 4.10, 5.3 y 14 presentan mayores informaciones sobre el test de *impairment*.

5.3. Definición de las unidades generadoras de efectivo para los testes de recuperabilidad de los activos (*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 en la recuperación de activos. Esto puede ocurrir una vez que la revisión de factores de inversiones, estratégicos u operacionales puede 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:

a) UGEs del área de Exploración y Producción:

- i) UGE - campo o polo de producción de petróleo y gas, compuesto por un conjunto de activos vinculados a la exploración y al desarrollo de la producción en el área en Brasil y el exterior. En septiembre de 2016, la Compañía revisó los polos Fazenda Cedro y Lagoa Suruaca, vinculados a la Unidad Operacional del Espírito Santo (UO-ES), y pasó a evaluar los campos de estos polos de manera aislada. Tal cambio se debe a la desactivación de la infraestructura compartida importante, aprobada en el nuevo Plan de Negocios y Gestión, para el flujo de la producción que caracterizaba en gran parte los respectivos ingresos de efectivo como interdependientes entre los campos.

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 geridos, 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 Petrobras. La decisión sobre nuevas inversiones no se basa en la evaluación individual del activo donde se instalará el proyecto, pero en el resultado adicional a la UGE en su conjunto. El modelo en lo que se basa toda la planificación, utilizado en los estudios de viabilidad técnica y económica de nuevas inversiones en refinación y logística, trata de asignar un determinado tipo de petróleo o mezcla de derivados, definir la atención a los mercados (área de influencia), teniendo en cuenta los mejores resultados para el sistema integrado. Los ductos y terminales son partes complementarias e interdependientes de los activos de refinación, con el objetivo común de atender al mercado;

- ii) UGE Complejo Petroquímico de Río de Janeiro (Comperj): activos en construcción de la Refinería Trem 1 – Comperj. En 2014, la Compañía optó por posponer este proyecto durante un período prolongado de tiempo;
 - iii) UGE 2º tren de refino RNEST: activos en construcción del 2º tren de refino de Refinería Abreu e Lima y de la infraestructura asociada. En 2014, la Compañía optó por posponer este proyecto durante un período prolongado de tiempo;
 - iv) UGE Petroquímica: hasta noviembre de 2016, la UGE tenía los activos de las plantas petroquímicas de las empresas Petroquímica Suape y Citepe. En diciembre de 2016, el Consejo de Administración aprobó la venta de los activos de estas 2 empresas, cuando esos activos dejaron de componer una UGE y fueron reclasificados para disponibles para venta;
 - v) UGE Transporte: la unidad generadora de efectivo de este segmento es definida por los activos de la flota de buques de Transpetro. Los sucesivos retrasos en la construcción de los buques (comboios) para el transporte de etanol a lo largo del Río Tietê condujo a la gestión de la Compañía, en septiembre de 2016, a decidir por la terminación de los contratos para la construcción de un nuevo conjunto de buques (comboios) del proyecto Hidrovía. Así, la Compañía postergó este proyecto, y los activos existentes del proyecto Hidrovía fueron retirados de la UGE Transporte y testados de manera aislada;
 - vi) UGE SIX – planta de procesamiento de esquisto; y
 - vii) 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 comprende la malla comercial de gas natural (gasoductos), unidades de procesamiento de gas natural (UPGN), y conjunto de activos de fertilizantes y nitrogenados (plantas industriales), excepto por la Unidad de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III). En septiembre de 2016, el Consejo de Administración aprobó la venta de la participación en NTS y, así, sus gasoductos fueron retirados de la UGE desde entonces;
 - ii) UGE Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III): planta de Fertilizantes Nitrogenados III cuya construcción está paralizada y la entrada en operación pospuesta;
 - iii) UGE Energía: conjunto de activos que componen el portfolio de usinas termoeléctricas (UTE). En diciembre de 2016, el Consejo de Administración aprobó la alianza estratégica con Total que, entre otras cuestiones, prevía el compartimiento de 50% de la gestión de la participación en las plantas Celso Furtado y Rômulo Almeida y, así, estos activos fueron retirados de la UGE Energía desde entonces;

- 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 (UGE Biodiesel): conjunto de activos que comprende las usinas de biodiesel. La definición de la UGE, con evaluación conjunta de las usinas, 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 usina, así como los resultados alcanzados en las subastas y la oferta de materia prima. En septiembre de 2016, el Consejo de Administración de Petrobras Biocombustíveis S.A., decidió por el cierre de las operaciones de la Planta de Quixadá – CE, que dejó de ser parte de la UGE de las Plantas de Biodiesel y pasó a ser testada de manera aislada.

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

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 de atención de la 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 capita) 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 demandada en numerosas acciones judiciales y administrativas, involucrando cuestiones civiles, tributarias, laborales y ambientales provenientes del curso normal de la actividad operativa, cuyas estimaciones para determinar los importes de las obligaciones y la probabilidad de salida de recursos son realizadas por Petrobras, con base en asesoramiento de nuestros asesores legales, cuando necesario, y en los juzgamientos de la Administración.

Información acerca de los procesos y contingencias aprovisionados 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 las áreas de desmantelamiento 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 contables. 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; ii) el resultado financiero neto.

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

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

El cálculo de las "exportaciones futuras altamente probables" se basa en las exportaciones previstas en el Plan de Negocios y Gestión (PNG) y el Plan Estratégico (PE) corrientes, lo que representa una parte de los montos proyectados para los ingresos de exportación a medio y largo plazos. El monto considerado altamente probable se calcula considerando 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. 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 US\$ 2.527 en el tercer trimestre de 2014, referente a costos capitalizados representando montos pagos en la adquisición de propiedad, planta y equipo en períodos anteriores.

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 en créditos de liquidación dudosa

Son monitorizadas regularmente por la Administración, siendo constituidas en monto considerado suficiente para cubrir pérdidas en la realización de cuentas por cobrar. Las evidencias de pérdidas consideradas en la evaluación incluyen: casos de dificultades financieras significativas, incluyendo sectores específicos, cobranza judicial, bancarrota o recuperación judicial, y otros.

Más información sobre pérdidas en créditos de liquidación dudosas se presentan en la nota explicativa 8.

6. Adopción de nuevas normas y revisiones

a) IASB – International Accounting Standards Board

Las principales normas emitidas por el IASB que aún no están en vigor y no han tenido la adopción temprana por la Compañía hasta el 31 de diciembre de 2016 son las siguientes:

Normas	Descripción	Fecha de vigencia
NIIF 15 - "Ingresos procedentes de contratos con clientes"	Establece nuevos principios para el reconocimiento, medición y divulgación de ingresos con clientes. Los requerimientos de la NIIF 15 establecen que el ingreso sea reconocido cuando el cliente obtiene el control de los bienes o servicios vendidos o suministrados, lo que cambia el modelo actual basado en la transferencia de riesgos y beneficios. Además, el nuevo estándar proporciona más aclaraciones sobre el reconocimiento de ingresos en situaciones complejas. Después de la adopción de la norma, algunos servicios de flete se pueden identificar como una obligación de desempeño diferente de los productos relacionados, pudiendo cambiar el tiempo de reconocimiento de ingresos. La Compañía continúa evaluando el efecto de la adopción de la norma en sus estados financieros.	Primer de enero de 2018
NIIF 9 - "Instrumentos Financieros"	Establece un nuevo modelo de clasificación de los activos financieros, con base en las características de los flujos de efectivo y en el modelo de negocios utilizado para gestionar el activo. Cambia los principios para el reconocimiento de la reducción al valor recuperable (impairment) de activos financieros de pérdidas sufridas para un modelo basado en las pérdidas esperadas. Establece nuevos requisitos relacionados a la contabilidad de hedge. La Compañía continúa evaluando las características de los flujos de efectivo contractuales de los activos financieros, así como los modelos de negocio en las que se insertan, para determinar se serán alteradas las formas de clasificar y medir los mismos. La Compañía también está evaluando si el modelo de pérdidas esperadas en el IFRS 9 afectará la recuperabilidad de sus activos financieros. La Compañía también practica la Contabilidad de Hedge y está evaluando si las nuevas normas pueden generar algún efecto sobre sus relaciones de hedge designadas.	Primer de enero de 2018
IFRIC 22 – "Foreign Currency Transactions and Advance Consideration"	Establece que la tasa de cambio que se utilizará en el reconocimiento inicial de adelantos no monetarios, pagados o recibidos en moneda extranjera, se determina por la fecha en la que el adelanto es reconocido inicialmente. La Compañía continúa evaluando el efecto de la adopción de la norma en sus informes financieros.	Primer de enero de 2018

NIIF 16 – "Arrendamientos Mercantiles"

El 13 de enero de 2016, el IASB emitió la NIIF 16 "Arrendamientos Mercantiles", que será efectiva para los ejercicios que comiencen en o después del 1 de enero de 2019 y sustituirá a la NIC 17 "Arrendamientos Mercantiles" y las interpretaciones correspondientes.

La NIIF 16 contiene principios para la identificación, el reconocimiento, la medición, la presentación y la divulgación de arrendamientos, tanto por parte de los inquilinos como de los arrendadores.

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.

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.

La Compañía estima que la adopción de la NIIF 16 puede causar un aumento significativo en los activos y pasivos en su balance general consolidado. Esta evaluación, cuando razonablemente estimada, puede resultar en la necesidad de la Compañía negociar, en ciertos contratos de deuda con el BNDES, cláusulas relacionadas con el nivel de endeudamiento (covenants).

7. Efectivo y equivalentes al efectivo y Títulos y valores mobiliarios

Efectivo y equivalentes al efectivo

	31.12.2016	31.12.2015
Efectivo y bancos	591	808
Inversiones financieras de corto plazo		
- En Brasil		
Fondos de inversión DI y transacciones comprometidas	1.180	922
Otros fondos de inversión	131	11
	1.311	933
- En el Exterior		
Time deposits	3.085	13.276
Auto Invest	9.780	8.828
Títulos del tesoro estadounidense	5.217	
Otras inversiones	1.221	1.213
	19.303	23.317
Total de las inversiones financieras de corto plazo	20.614	24.250
Total de efectivo y equivalentes al efectivo	21.205	25.058

Los fondos de inversión en Brasil tienen sus fondos invertidos en títulos públicos federales brasileños, con vencimiento 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, que incluyen títulos del tesoro estadounidense.

Títulos y valores mobiliarios

	31.12.2016			31.12.2015		
	País	Exterior	Total	País	Exterior	Total
Para negociación	784	-	784	779	-	779
Disponibles para venta	0	-	0	5	1	6
Mantenidos hasta el vencimiento	90	-	90	69	14	83
Total	874	-	874	853	15	868
Corriente	784	-	784	779	1	780
No corriente	90	-	90	74	14	88

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.

8. Cuentas por cobrar

8.1. Cuentas por cobrar, netas

	31.12.2016	31.12.2015
Clientes		
Terceros	6.499	7.262
Partes relacionadas		
Cuentas por cobrar con empresas participadas (nota 19.1)	555	533
Cuentas por cobrar del sector eléctrico (nota 8.4)	4.922	3.415
Cuentas petróleo y alcohol - créditos con el Gobierno Federal (nota 19.2)	268	219
Otras	2.502	1.699
	14.746	13.128
Pérdidas en créditos de liquidación dudosa	(5.426)	(3.656)
Total	9.320	9.472
Corriente	4.769	5.554
No corriente	4.551	3.918

8.2. Cuentas por cobrar vencidas – Clientes Terceros

	31.12.2016	31.12.2015
Hasta 3 meses	403	315
De 3 a 6 meses	67	180
De 6 a 12 meses	411	803
Más de 12 meses	2.650	1.735
Total	3.531	3.033

8.3. Movimiento de las pérdidas en créditos de liquidación dudosa - PCLD

	31.12.2016	31.12.2015
Saldo inicial	3.656	3.372
Adiciones	1.325	2.060
Bajas	(9)	(17)
Reversiones	(171)	(788)
Ajuste acumulado de conversión	625	(971)
Saldo final	5.426	3.656
Corriente	2.010	1.690
No corriente	3.416	1.966

(*) En 2016, las adiciones se componen, principalmente, de: US\$ 345 del sector eléctrico; US\$ 621 de pérdidas con adelantos a proveedores, asunción de deudas y gastos necesarios para la terminación de los contratos con el astillero Ecovix. En 2015, las adiciones se componen, principalmente, por US\$ 1.218 del sector eléctrico y US\$ 374 de pérdidas con multas impuestas.

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

	31.12.2015	Ventas	Recibos	Transfe- rencias(*)	Pérdidas en créditos de liquidación dudosa (PCLD) Constitución, neta de reversiones	Transfe- rencias(*)	Actualización Monetaria	Ajuste acumulado de conversión	31.12.2016
Partes relacionadas (Sistema Eletrobras)									
AME(**)	1.996	490	(736)	708	(304)	(358)	277	402	2.475
Ceron(***)	285	48	(65)	-	-	-	44	57	369
Otros	76	90	(99)	-	(3)	-	13	18	95
Subtotal	2.357	628	(900)	708	(307)	(358)	334	477	2.939
Terceros									
Cigás	143	669	(307)	(708)	(39)	358	-	27	143
Otros	43	323	(363)	-	1	-	-	-	4
Subtotal	186	992	(670)	(708)	(38)	358	-	27	147
Cuentas por cobrar, netas	2.543	1.620	(1.570)	-	(345)	-	334	504	3.086
Cuentas por cobrar - Sistema Eletrobras	3.415	628	(900)	708	-	-	334	737	4.922
(-) PCLD	(1.058)	-	-	-	(307)	(358)	-	(260)	(1.983)
Subtotal	2.357	628	(900)	708	(307)	(358)	334	477	2.939
Cuentas por cobrar - Terceros	773	992	(670)	(708)	-	-	-	128	515
(-) PCLD	(587)	-	-	-	(38)	358	-	(101)	(368)
Subtotal	186	992	(670)	(708)	(38)	358	-	27	147
Total de cuentas por cobrar	4.188	1.620	(1.570)	-	-	-	334	865	5.437
(-) PCLD	(1.645)	-	-	-	(345)	-	-	(361)	(2.351)
Cuentas por cobrar, netas	2.543	1.620	(1.570)	-	(345)	-	334	504	3.086

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

(**) Amazonas Distribuidora de Energía

(***) Centrais Elétricas do Norte

La Compañía suministra oleo combustible y gas natural, entre otros productos, a centrales termoeléctricas (controladas de Eletrobras), concesionarias estatales y productores independientes de energía (PIE) que componen el sistema aislado de energía en la región norte del país. Este sistema corresponde al servicio público de distribución de electricidad que, en su configuración normal, no está aun en condiciones de ter la totalidad de su demanda de energía eléctrica atendida por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), por razones técnicas o económicas.

Una parte significativa de los fondos utilizados para la liquidación financiera de estos activos es derivada del fondo sectorial denominado Cuenta de Consumo de Combustibles (CCC), que tiene como uno de sus propósitos principales el reembolso parcial de los costos de adquisición de los combustibles utilizados para generar energía eléctrica en el sistema aislado de energía. Sin embargo, varios cambios en la legislación, a lo largo del tiempo, principalmente a través de la MP 579/2012, que introdujo ajustes significativos en el origen de los fondos utilizados para subvencionar la generación de energía por las plantas de energía de los sistemas aislados, impusieron restricciones que han reducido los valores reembolsados por la CCC a las plantas termoeléctricas del sistema aislado que, a su vez, por falta de efectivo, comenzaron a hacer pagos más pequeños que aquellos debidos a la Compañía por el suministro de combustibles para generación de energía eléctrica, generando el aumento del incumplimiento de las empresas de distribución que operaban en este sector.

Para regularizar esa situación, la Compañía intensificó las negociaciones con empresas de servicios públicos estatales, PIE, empresas privadas y controladas de Eletrobras, y el 31 de diciembre de 2014, fueron firmados contratos de reconocimiento de deuda por el monto de US\$ 2.202, incluyendo las deudas vencidas hasta el 30 de noviembre de 2014, actualizadas por la tasa SELIC, con pagos hechos en 120 cuotas mensuales y sucesivas a partir de febrero de 2015, de los cuales US\$ 1.889 tenían garantía real por pignoración de créditos de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE).

Con el fin de mitigar los efectos del deterioro del incumplimiento de las empresas del sector, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) publicó la Resolución Normativa nº 679 del primer de septiembre de 2015, con el fin de agilizar la liberación de fondos para los proveedores de combustible, debido a la posibilidad de reembolso preliminar de hasta el 75% del valor medio de las facturas de los últimos tres meses directamente por la CCC a los agentes acreedores.

Con los cambios propuestos anteriormente, se esperaba un mayor equilibrio financiero de las empresas de distribución del sistema aislado que al final no ocurrió, generando un aumento del incumplimiento. Así, en el ejercicio de 2015, la Compañía reconoció una provisión para pérdidas con créditos de liquidación dudosa (PCLD) de US\$ 564, neta de reversión, para los suministros pendientes vencidos y los que aún no han llegado a vencimiento, sin garantías reales a partir del primer de diciembre de 2014 cuyos recibos no ocurrieron.

En el periodo terminado el 31 de diciembre de 2016, la Compañía reconoció PCLD en el monto de US\$ 345, relativa principalmente a nuevos suministros de: (i) oleo combustible por orden judicial (preliminar) en el primer trimestre de 2016; y (ii) gas natural. En este contexto, Petrobras adoptó las siguientes medidas:

- cobro judicial de cuentas por cobrar incumplidas de Amazonas Distribuidora de Energia (AME), Eletrobras y Cigás por el suministro de gas natural;
- cobro judicial de cuentas por cobrar incumplidas de empresas del Grupo Eletrobras (Amazonas, Acre, Rondônia y Roraima) referentes al suministro de oleo combustible por BR Distribuidora;
- suspensión parcial del suministro de gas;
- suspensión del suministro de oleo combustible a plazo, excepto para las situaciones en las cuales la Compañía está obligada al suministro en función de sentencia judicial; y
- inscripción por Petrobras de las controladas de Eletrobras en el registro de incumplidos del sector público federal del Banco Central – BACEN, y exclusivamente de Amazonas Distribuidora de Energia (AME) en el registro de incumplidos de ANEEL.

Excluyéndose los efectos cambiarios, el monto de cuentas por cobrar – sector eléctrico permaneció relativamente el mismo debido a los dispositivos contractuales de amortización previstos en el contrato de reconocimiento de deuda, que determina el pago del 15% del monto renegociado, en los primeros 36 meses, y el 85% restante en 84 cuotas con vencimiento a partir de enero de 2018. Por lo tanto, se espera a partir de 2018 el aumento de las cuotas para amortización y reducción progresiva del saldo de la deuda con el sector eléctrico, ya que las cuotas serán mayores que los ingresos financieros por actualización del contrato de reconocimiento de deuda.

9. Inventarios

	31.12.2016	31.12.2015
Óleo crudo	3.524	2.895
Derivados del petróleo	2.649	2.206
Productos intermedios	700	612
Gas natural y GNL (*)	134	253
Biocombustibles	211	158
Fertilizantes	26	61
Total de productos	7.244	6.185
Materiales, suministros y otros	1.243	1.272
Total	8.487	7.457
Corriente	8.475	7.441
No corriente	12	16

(*) GNL - Gas Natural Licuado

Los inventarios se presentan netos de provisión, por el monto de US\$ 28, para el ajuste a su valor neto de realización (US\$ 155 el 31 de diciembre de 2015), y estos ajustes se derivan principalmente de las fluctuaciones en los precios internacionales del óleo crudo y derivados. En 2016, la provisión reconocida en resultados como costo de ventas fue de US\$ 343 en 2016 (US\$ 430 en 2015).

Una porción de los inventarios de oleo crudo y/o derivados fue dada como garantía de los Términos de Compromiso Financiero - TCF, firmados por Petrobras y Petros, en el valor de US\$ 1.979 (US\$ 1.719 el 31 de diciembre de 2015), como se describe en la nota explicativa 22.1.

10. Venta de activos y otras reestructuraciones societarias

10.1 Ventas de activos

Rescisión del contrato de venta de los campos de Bijupirá y Salema (BJS)

El 26 de febrero de 2016, fueron rescindidos por Petro Rio S.A. los contratos firmados con la Compañía el 1º de julio de 2015, relativos a la venta de la participación del 20% en las concesiones de los campos de Bijupirá y Salema (BJS), y en la empresa holandesa BJS Oil Operations B.V. (BJSOO BV). De esta forma, los valores relativos a estos activos fueron transferidos para propiedad, planta y equipo (US\$ 148) y para provisión para desmantelamiento de áreas (US\$ 126).

Después de esta reclasificación de activos mantenidos para venta para propiedad, planta y equipo, los referidos activos tuvieron recalculada su depreciación histórica y tuvieron su recuperabilidad evaluada, resultando en el reconocimiento de pérdidas por impairment en el primer trimestre de 2016, conforme nota explicativa 14.1.

Venta de Petrobras Argentina

El 12 de mayo de 2016, el Consejo de Administración de Petrobras aprobó la venta de la totalidad de su participación en Petrobras Participaciones S.L. - PPSL, empresa del Sistema Petrobras que posee el 67,19% de Petrobras Argentina S.A. - PESA, para Pampa Energía.

El 27 de julio de 2016, hubo el pago de US\$ 897 por Pampa Energía. En 14 de diciembre de 2016, se recibió un monto adicional de US\$ 3 con base en el contrato. La ganancia generada en la operación fue US\$ 207 (reconocido en Otros Ingresos y Gastos Operativos, Netos) con la venta de la inversión. Además, debido a esta operación, fue reclasificada para el resultado, como otros gastos netos, la pérdida de US\$ 1.428 de la depreciación cambial del peso argentino en relación al dólar, acumulada desde la adquisición de la inversión y previamente reconocida en el patrimonio neto como ajuste acumulado de conversión, conforme nota explicativa 23.4.

El 28 de octubre de 2016, según lo dispuesto en la negociación, hubo la conclusión de la operación de compra del 33,6% de la concesión del Río Neuquén, Argentina, y del 100% del activo de Colpa Caranda, en Bolivia, por el importe total de US\$ 56, después de los ajustes para el activo de Colpa Caranda.

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), poseída a través de Petrobras Caribe Ltda.

Con la aprobación de la administración de la Compañía, los activos fueron reclasificados como mantenidos para la venta y evaluados al valor de estimación de venta, generando reconocimiento de pérdidas por impairment, según la nota explicativa 14.2.

El 4 de enero de 2017, la venta de Petrobras Chile Distribución Ltda. (“PCD”) fue finalizada, generando entrada de efectivo de US\$ 470, de los cuales US\$ 90 derivaron de la distribución de dividendos neto de impuestos de la PCD, realizada el 9 de diciembre de 2016, y el monto remanente de US\$ 380 a través del pago por Southern Cross.

Venta de participación del Bloque Exploratorio BM-S-8

El 28 de julio de 2016, el Consejo de Administración aprobó la venta por US\$ 2,5 mil millones del total de su participación (del 66%) en el bloque exploratorio BM-S-8 donde está ubicado el prospecto exploratorio denominado Carcará, en el pre-sal de la Cuenca de Santos, a Statoil Brasil Óleo e Gas Ltda.

El 8 de septiembre de 2016 y el 10 de noviembre de 2016, el Consejo Administrativo de Defensa Económica – CADE y la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles – ANP aprobaron el proceso de venta sin restricciones, respectivamente.

El primer pago de US\$ 1,25 mil millones, que corresponde al 50% del valor total de la transacción, fue recibido el 22 de noviembre de 2016, después del cumplimiento de todas las condiciones previas estipuladas en el contrato, generando una ganancia de US\$ 881, reconocida en otros gastos netos. El resto del importe será reconocido a través de 2 pagos contingentes que se refieren a eventos futuros. El primer pago contingente, de US\$ 300, con sujeción a la oferta del área no contratada donde hay el campo de Carcara, y el segundo pago contingente, del US\$ 950, sujeto a la firma y sumisión a la ANP del Acuerdo de Individualización de Producción del campo.

Venta de participación del Nova Transportadora do Sudeste y reestructuraciones previstas

El 22 de septiembre de 2016, el Consejo de Administración aprobó la venta del 90% de las acciones de Nova Transportadora do Sudeste (NTS), después de la reorganización corporativa prevista para la NTS concentrar activos de transporte del Sudeste (Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo), a la empresa Brookfield Infrastructure Partners (BIP) y sus afiliadas, a través de un Fondo de Inversiones en Participaciones (FIP) que tiene como demás cotizantes British Columbia Investment Management Corporation (BCIMC), CIC Capital Corporation (subsidiaria integral de China Investment Corporation – CIC) y GIC Private Limited (GIC).

Dentro del proceso de reestructuración, se efectuaron los siguientes cambios:

- El 21 de octubre de 2016, fue aprobada por la Asamblea General Extraordinaria de la NTS, la propuesta de aumento de capital de US\$ 711, con base a un Informe de Valoración independiente emitido el 14 de octubre de 2016, a través de la suscripción por TAG de nuevas acciones a ser integradas por el referido acervo neto. La aprobación del aumento de capital fue condicionada a la emisión de Autorizaciones de Operación Provisionales (AOs);
- El 21 de octubre de 2016, fue aprobada por la Asamblea General Extraordinaria de TAG la reducción de capital en un monto correspondiente a su inversión total en NTS en el valor de US\$ 800, por exceso de capital con la transferencia de la totalidad de las acciones de NTS a la Compañía. La aprobación de esta reducción fue también condicionada a la emisión de AOs que se produjo el 24 de octubre de 2016.

El 30 de noviembre de 2016, la Asamblea General de Accionistas aprobó la venta en el monto total de US\$ 5,19 mil millones, de los cuales US\$ 3,55 mil millones son la participación del 90% en el NTS y US\$ 1,64 mil millones corresponden al pago total de la deuda que tiene la NTS con PGT, una subsidiaria de propiedad total de la Compañía. El FIP realizará suscripción de debentures convertibles emitidas por NTS para reemplazar esta deuda. La primera cuota, que asciende a US\$ 4,34 mil millones, será pagada en el cierre de la transacción y el saldo restante en el monto de US\$ 850 será pagado en el quinto año, con interés anual a una tasa fija, conforme a lo dispuesto en el acuerdo de compra y venta.

Esta operación incluye la continuidad de la capacidad y las condiciones actualmente contratadas por Petrobras, a través de cinco contratos de transporte de gas en modo firme, con obligación de 100% ship-or-pay. Los acuerdos tienen una duración de 20 años con plazos de cierre, a partir de 2016, y las tarifas son reguladas por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural e Biocombustíveis (ANP) y con ajuste por el IGP-M.

La finalización de la transacción está sujeta a la aprobación de los reguladores competentes. Debido a las condiciones precedentes, los activos y pasivos relacionados, objetos de transacción, fueron clasificados como mantenidos para la venta.

El 10 de febrero de 2017, la Compañía fue convocada judicialmente por decisión de la Justicia Federal de Sergipe que emitió una orden judicial en acción popular para suspender la venta. El 9 de marzo de 2017, la referida orden judicial fue suspendida y así la Compañía puede llevar a cabo esta operación.

Venta de la empresa Nansei Sekiyu (NSS)

El 17 de octubre de 2016, el Consejo de Administración de la Compañía aprobó la venta del total de las acciones de Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha (NSS) para Taiyo Oil Company ("Taiyo").

El 28 de diciembre de 2016, la operación de venta se concluyó después de la finalización de todas las condiciones precedentes del contrato y Taiyo pagó el valor de US\$ 165, considerándose el ajuste de precio inicial, generando ganancia de US\$ 132, reconocida en otros gastos, netos, con la venta de la inversión. El valor aún está sujeto a los ajustes finales.

Además, debido a esta operación, fue reclasificada para resultado, como otros gastos, netos, la pérdida de US\$ 29, generada por la depreciación cambiaria del yen en relación al dólar, acumulada desde la adquisición de la inversión y anteriormente reconocida en el patrimonio neto como ajuste acumulado de conversión, de acuerdo con la nota 23.4.

Aprobación de la venta de Liquigás

El 17 de noviembre de 2016, el Consejo de Administración aprobó la venta de Liquigás Distribuidora S.A. para Companhia Ultragas S.A., subsidiaria de Ultrapar Participações S.A.

En 31 de diciembre de 2016, la operación estaba sujeta a la aprobación de las Asambleas Generales de Petrobras y Ultrapar y del Consejo Administrativo de Defensa Económica (CADE). Como resultado de las condiciones precedentes, los activos y pasivos relacionados, objetos de transacción, fueron clasificados como mantenidos para la venta.

El 31 de enero de 2017, la Asamblea General Extraordinaria de la Compañía aprobó la operación por US\$ 828. El cierre de la operación aún está sujeto a la finalización de las demás condiciones precedentes negociadas.

Venta de Guarani

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

El 31 de diciembre de 2016, como resultado de las condiciones precedentes, los activos relacionados, objetos de la transacción, fueron clasificados como mantenidos para la venta, con el reconocimiento de una provisión para pérdida de US\$ 67, reconocida en el resultado de participaciones en inversiones.

El 3 de febrero de 2017, la operación de venta se ha completado con el pago de US\$ 203 por Tereos Participations SAS, después de la finalización de todas las condiciones del contrato.

Venta de la Petroquímica Suape 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 Compañía Petroquímica de Pernambuco (Petroquímica Suape) y de la Compañía Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe) para el Grupo Petrotex S.A. de C.V. y Dak Americas Exterior, S.L, subsidiarias de Alpek, S.A.B. de C.V. (Alpek) por el monto de US\$ 385, 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 valor aún estará sujeto a ajustes debido a las variaciones de capital de giro, a la posición de la deuda líquida e impuestos a recibir.

El cierre de la transacción está sujeta a las aprobaciones de la Asamblea General Extraordinaria de Petrobras, del Consejo de Administración del Grupo Alfa, del Consejo Administrativo de Defensa Económica (CADE) y al cumplimiento de otras condiciones precedentes.

El 31 de diciembre de 2016, debido a la existencia de condiciones previas, los activos y pasivos relacionados a la operación de venta fueron clasificados como mantenidos para venta y evaluados al valor de estimación de venta, generando reconocimiento de pérdidas por impairment, según notas explicativas 14.1 y 14.2.

El 31 de enero de 2017, la Compañía tuvo que cerrar la venta por decisión de la justicia federal de Sergipe que emitió orden judicial en acción popular. El 22 de febrero de 2017, se suspendió la orden judicial que determinaba la suspensión de la venta, lo que permite a la Compañía a continuar con esta operación.

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 Memorandum de Entendimientos firmado el 24 de octubre de 2016. Así, algunos activos 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;
- 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 para Total en las termoeléctricas Rômulo Almeida y Celso Furtado, que se encuentran en Bahía. La Compañía reconoció pérdida por impairment como se muestra en la nota 14.2.

El 28 de febrero de 2017, Petrobras y la empresa Total firmaron contratos de compra y venta de los referidos activos. Total pagará para Petrobras el valor total de US\$ 2.225, que consiste en US\$ 1.675 en efectivo por los activos y servicios, una línea de crédito que puede ser desencadenada por Petrobras en el monto de US\$ 400, que es parte de las inversiones de Petrobras en los campos del área de lara, además de pagos contingentes de US\$ 150.

Las conclusiones de las operaciones están 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.

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 mexicana 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 Margem Equatorial, y en la Cuenca de Santos; y (iii) acuerdo de colaboración tecnológica en áreas de petrofísica digital, procesamiento geológico y sistemas de producción submarinos.

10.2 Otras reestructuraciones societarias

Incorporación de Nova Fronteira Bioenergia

El 15 de diciembre de 2016, Petrobras a través de su subsidiaria Petrobras Biocombustível S.A. (PBIO) celebró con el grupo São Martinho S.A. (São Martinho) un Acuerdo de Incorporación y Otras Avenencias en que Nova Fronteira Bioenergia S.A. (Nova Fronteira), en la cual PBIO posee 49% de participación, sea incorporada por São Martinho.

En 31 de diciembre de 2016, los activos objetos de la transacción fueron clasificados como mantenidos para venta, generando pérdida en el monto de US\$ 30, reconocida en resultado de participaciones en inversiones.

El 23 de febrero de 2017, la transacción se completó mediante la recepción por PBIO de 24 millones de nuevas acciones ordinarias emitidas por São Martinho, que representa 6,593% del capital votante y total de esta empresa, en sustitución y en la proporción de las acciones que PBIO tenía en Nova Fronteira. Estas acciones no estarán sujetas a ninguna restricción (lock up) y su venta debe llevarse a cabo de una manera organizada por un período de cuatro años.

10.3 Activos clasificados como mantenidos para venta

						31.12.2016	31.12.2015
	E&P	Distribución	Abastecimiento	Gas & Energía	Biocombustible	Total	Total
Activos clasificados como mantenidos para venta (*)							
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	101	8	-	-	109	3
Cuentas por cobrar	-	76	129	-	-	205	11
Inventarios	-	52	120	-	-	172	-
Inversiones	-	27	6	-	345	378	-
Propiedad, planta y equipo	1.037	196	283	2.904	-	4.420	138
Otros	-	35	307	102	-	444	-
Total	1.037	487	853	3.006	345	5.728	152
Pasivos asociados a activos mantenidos para venta (*)							
Proveedores	-	75	51	9	-	135	-
Financiaciones	-	-	14	-	-	14	125
Provisión para desmantelamiento de áreas	52	-	-	-	-	52	-
Otros	10	29	79	173	-	291	-
Total	62	104	144	182	-	492	125

(*) El 31 de diciembre de 2016, los valores son relativos, principalmente, a los activos y pasivos transferidos por la venta de Petrobras Chile Distribución LTDA (PCD), Nova Transportadora do Sudeste, Liquigas, PetroquímicaSuape y Citepe, Guarani S.A., Nova Fronteira, cesión de derechos de áreas de concesión Iara y Lapa y en las térmicas Rômulo de Almeida y Celso Furtado.

10.4 Decisión provisional del Tribunal de Contas da União (TCU)

El 7 de diciembre de 2016, el Tribunal de Contas da União (TCU), a través de decisión provisional, impidió que Petrobras inicie nuevos proyectos de desinversión y firme contratos de venta para aquellos cuyos procesos competitivos estaban en curso, hasta que ocurra el pronunciamiento de mérito de la Corte sobre la sistemática de desinversiones de la Compañía, a excepción de cinco transacciones que podrían continuar con firma de sus contratos por estar en negociaciones finales en la fecha de la decisión provisional. Dentre estas operaciones se incluyen las que se describen en la nota 10.1, tales como la venta de Guarani, de PetroquímicaSuape y de la Citepe, así como el acuerdo de incorporación de la Nova Fronteira.

El 15 de marzo de 2017, el TCU derogó la decisión que impedía la Compañía de iniciar nuevos proyectos de desinversiones, que la autorizó a terminar los dos proyectos – venta de participación en los campos de Baúna y Tartaruga Verde y de participación en el Campo de Saint Malo en el Golfo de México estadounidense – que estaban en curso y ya estaban liberados desde la decisión del 7 de diciembre de 2016, determinando que Petrobras pase a adoptar su sistemática de desinversiones revisada para tales proyectos de la etapa en que están adelante. Los demás proyectos ya deben reiniciarse ya con base en la sistemática revisada

11. Inversiones

11.1. Informaciones sobre las subsidiarias directas, negocios conjuntos y asociadas

	Principal segmento de negocios	% 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 y controladas						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00	100,00	21.672	137	Países Bajos
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i) (ii)	Varios segmentos (iii)	99,99	99,99	6.689	-1365	Países Bajos
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gas & Energía	100,00	100,00	2.727	2119	Brasil
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribución	100,00	100,00	2.274	-90	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	1.290	351	Brasil
Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS	Gas & Energía	100,00	100,00	1.258	136	Brasil
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimiento	100,00	100,00	1.230	82	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gas & Energía	51,00	51,00	574	90	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Biocombustible	100,00	100,00	413	-254	Brasil
Petrobras Logística de Gás - Logigás	Gas & Energía	100,00	100,00	365	130	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	Abastecimiento	100,00	100,00	297	57	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gas & Energía	99,99	99,99	216	8	Brasil
Breitener Energética S.A.	Gas & Energía	93,66	93,66	207	5	Brasil
Termobahia S.A.	Gas & Energía	98,85	98,85	176	26	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporativo	100,00	100,00	167	6	Islas Caimán
Baixada Santista Energia S.A.	Gas & Energía	100,00	100,00	70	-18	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gas & Energía	100,00	100,00	60	-178	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,20	34	13	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gas & Energía	99,91	99,91	29	4	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	99,95	99,95	10	0	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gas & Energía	99,99	99,99	5	2	Brasil
Downstream Participações Ltda.	Corporativo	99,99	99,99	1	0	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo	100,00	100,00	-	-	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	Abastecimiento	100,00	100,00	(38)	(356)	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimiento	100,00	100,00	(147)	-377	Brasil
Operaciones conjuntas						
Ibiritermo S.A.	Gas & Energía	50,00	50,00	72	14	Brasil
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimiento	50,00	50,00	70	20	Brasil
Empresas no consolidadas						
Negocios conjuntos						
Logum Logística S.A.	Abastecimiento	15,10	15,10	189	-52	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gas & Energía	40,00	40,00	49	13	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimiento	33,20	33,33	46	25	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimiento	50,00	50,00	44	12	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gas & Energía	30,00	30,00	26	1	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gas & Energía	20,00	20,00	24	1	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	49,00	49,00	14	1	Brasil
Eólica Mangue Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	49,00	49,00	13	1	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	Abastecimiento	34,54	34,54	12	-3	Brasil
Eólica Mangue Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	49,00	49,00	12	1	Brasil
Eólica Mangue Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	Gas & Energía	51,00	51,00	12	1	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	Abastecimiento	45,00	45,00	1	-1	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustible	50,00	50,00	-	-	Brasil
Asociadas						
Braskem S.A.	Abastecimiento	36,20	47,03	837	-130	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gas & Energía	20,00	20,00	175	-49	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimiento	27,88	27,88	106	31	Brasil
Energética SUAPE II	Gas & Energía	20,00	20,00	82	25	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gas & Energía	20,00	20,00	30	3	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	-	-971	Brasil
Nitroclor Ltda.	Abastecimiento	38,80	38,80	-	0	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gas & Energía	30,00	30,00	-	-	Brasil
Sete Brasil Participações S.A.	E&P	5,00	5,00	(6.682)	(113)	Brasil

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

(ii) Participación del 0,0050% de 5283 Participações Ltda.

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

11.2. Inversiones en asociadas y controladas en conjunto

	Saldo el 31.12.2015	Contribución de capital	Reorganiza- ción, reducción de capital y otros	Resultados de participación en inversiones (*)	Ajustes acumulados de conversión (CTA)	Otros resultados integrales	Dividendos	Transferen- cias para mantenidos para venta	Saldo el 31.12.2016
Negocios conjuntos									
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	1.545	-	-	33	(1)	-	(149)	-	1.428
Distribuidoras de gas natural de los estados Nova Fronteira	251	-	-	70	50	-	(41)	-	330
Bionergia S.A.	119	-	-	30	23	-	-	(172)	-
Compañía Mega S.A. - MEGA	45	-	-	26	(4)	-	(31)	-	36
Compañía de Inversiones de Energia S.A. - CIESA	44	-	3	3	(4)	-	(1)	(45)	-
Sector petroquímico	21	-	-	5	4	-	(5)	-	25
Otras empresas	97	26	-	(29)	19	1	(11)	-	103
Asociadas									
Braskem S.A.	805	-	-	(120)	223	261	(135)	-	1.034
Asociadas en Venezuela	218	-	14	(2)	2	-	-	(232)	-
Guarani S.A.	194	68	(23)	(150)	98	79	-	(266)	-
Sector petroquímico	24	-	-	10	5	-	(9)	-	30
UEG Araucária Ltda	43	-	-	(45)	8	-	(6)	-	-
Otras empresas	109	-	1	39	(16)	-	(27)	(56)	50
Otras inversiones	12	-	(2)	-	6	-	-	-	16
Total	3.527	94	(7)	(130)	413	341	(415)	(771)	3.052

(*) No incluye el valor de resultado de participaciones en inversiones transferidos para activos mantenidos para venta, en el monto de US\$ 88.

11.3. Inversiones en empresas con acciones negociadas en bolsas

Empresa	Lote de mil acciones		Tipo	Cotización en la bolsa de valores (US\$ por acción)		Valor de mercado	
	31.12.2016	31.12.2015		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Controlada indirecta							
Petrobras Argentina S.A. (*)	-	1.356.792	Ordinarias	-	0,61	-	827
						-	827
Asociada							
Braskem S.A.	212.427	212.427	Ordinarias	9,20	4,07	1.955	866
Braskem S.A.	75.762	75.762	Preferidas A	10,51	7,07	796	536
						2.751	1.402

(*) Se realizó la venta de la inversión, conforme nota explicativa 10.1.

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

11.4. Accionistas no controlantes

La participación total de los accionistas no controlantes en 31 de diciembre de 2016 es de US\$ 771 (US\$ 819 en 2015), de los cuales US\$ 281 son atribuibles a los accionistas no controlantes de Gaspetro, US\$ 99 de TBG (US\$ 234, US\$ 55 y US\$ 367 referentes a Gaspetro, TBG y Petrobras Argentina en 31 de diciembre de 2015, respectivamente) y US\$ 175 de las Entidades Estructuradas (US\$ 39 en 31 de diciembre de 2015).

A continuación están presentadas sus informaciones contables resumidas:

	Gaspetro		Entidades estructuradas (*)		TBG		Petrobras Argentina
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2015
Activo corriente	83	81	745	543	329	190	795
Activos a largo plazo	84	59	1.673	1.914	1	1	72
Inversiones	392	303	-	-	-	-	276
Propiedades, planta y equipo	1	1	85	73	640	565	1.084
Otros activos no corrientes	93	80	-	-	3	2	3
	653	524	2.503	2.530	973	758	2.230
Pasivo corriente	46	18	508	455	394	141	541
Pasivos no corrientes	33	27	1.820	2.114	377	505	571
Patrimonio neto	574	479	175	(39)	202	112	1.118
	653	524	2.503	2.530	973	758	2.230
Ingresos operacionales netos	96	208	-	-	423	442	243
Ganancia neta del ejercicio	72	147	287	(213)	243	80	119
Efectivo y equivalentes al efectivo generado (utilizado) en el ejercicio	1	(165)	11	(94)	187	-	71

(*) Incluye Charter Development LLC - CDC, Companhia de Desenvolvimento e Modernização de Plantas Industriais - CDMPI y PDET Offshore S.A..

Gaspetro es una controlada de Petrobras con participaciones societarias en varias distribuidoras estatales de gas natural. Petrobras concluyó la venta del 49% de su participación en Gaspetro el 28 de diciembre de 2015.

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

11.5. Información 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:

	2016						2015		
	controlados en conjunto			Asociada	controlados en conjunto			Asociadas	
	En Brasil	PO&G (*)	En el exterior	En Brasil	En Brasil	PO&G (*)	En el exterior	En Brasil	En el exterior
Activo corriente	1.016	835	152	5.214	1.106	934	327	5.358	2.240
Activo	558	35	21	1.647	343	50	21	2.697	199
Propiedad, planta	867	3.304	19	9.344	1.206	2.790	488	9.599	1.815
Otros activos	720	1		958	554	4	4	2.831	78
	3.161	4.175	192	17.163	3.209	3.778	840	20.485	4.332
Pasivo corriente	1.226	391	84	4.296	1.331	228	213	4.880	3.607
Pasivo no corriente	499	1.819	1	18.613	640	1.327	303	12.522	1.057
Patrimonio neto	1.436	1.965	107	(4.788)	1.108	2.223	178	3.268	(332)
Participación de los				(958)	130		146	(185)	
	3.161	4.175	192	17.163	3.209	3.778	840	20.485	4.332
Ingresos operativos netos	2.696	770	331	14.156	3.825	2.259	284	15.805	196
Ganancia (Pérdida) neta del	185	63	68	(1.292)	155	245	47	1.036	(1.639)
Porcentaje de participación	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	20 a 83%	0.5	34 a 50%	5 a 49%	11 a 49%

12. Propiedad, planta y equipo

12.1. Por tipo de activos

	Terrenos, edificaciones y mejoras	Equipos y otros bienes	Activos en construcción (*)	Gastos c/ exploración y desarrollo (campos productores de petróleo y gas)	Total
Saldo el 01 de enero de 2015	8.035	97.996	52.943	59.756	218.730
Adiciones	210	1.296	18.349	512	20.367
Reconocimiento / revisión de los costos de desmantelamiento de áreas	-	-	-	4.147	4.147
Intereses capitalizados	-	-	1.768	-	1.768
Bajas	(8)	(56)	(1.797)	(407)	(2.268)
Transferencias	1.153	8.726	(16.477)	8.468	1.870
Depreciación, amortización y agotamiento	(468)	(6.374)	-	(4.596)	(11.438)
"Impairment" - constitución	(238)	(3.837)	(3.008)	(5.220)	(12.303)
"Impairment" - reversión	-	11	5	23	39
Ajuste acumulado de conversión	(2.584)	(23.869)	(14.173)	(18.989)	(59.615)
Saldo el 31 de diciembre de 2015	6.100	73.893	37.610	43.694	161.297
Costo	8.595	112.307	37.610	67.220	225.732
Depreciación, amortización y agotamiento acumulado	(2.495)	(38.414)	-	(23.526)	(64.435)
Saldo el 31 de diciembre de 2015	6.100	73.893	37.610	43.694	161.297
Adiciones	110	917	11.846	203	13.076
Reconocimiento / revisión de los costos de desmantelamiento de áreas	-	-	-	937	937
Intereses capitalizados	-	-	1.724	-	1.724
Bajas	(64)	(140)	(1.371)	(43)	(1.618)
Transferencias (***)	387	4.519	(15.863)	5.912	(5.045)
Depreciación, amortización y agotamiento	(428)	(7.520)	-	(5.862)	(13.810)
"Impairment" - constitución	(319)	(3.891)	(439)	(1.932)	(6.581)
"Impairment" - reversión	-	768	-	179	947
Ajuste acumulado de conversión	1.196	10.178	5.062	8.107	24.543
Saldo el 31 de diciembre de 2016	6.982	78.724	38.569	51.195	175.470
Costo	9.999	127.539	38.569	80.662	256.769
Depreciación, amortización y agotamiento acumulado	(3.017)	(48.815)	-	(29.467)	(81.299)
Saldo el 31 de diciembre de 2016	6.982	78.724	38.569	51.195	175.470
Tiempo de vida útil promedio ponderado en años	40 (25 a 50) (excepto terrenos)	20 (3 a 31) (**)		Método de la unidad producida	

(*) Nota explicativa 29 presenta activos en construcción por área de negocio.

(**) Incluye los activos de exploración y producción que se deprecian por el método de unidades producidas.

(***) Incluye montos transferidos para activos clasificados como mantenidos para venta.

El 31 de diciembre de 2016, propiedad, planta y equipo incluye bienes provenientes de contratos de arrendamiento que transfieren los beneficios, riesgos y controles por el monto de US\$ 125 (US\$ 48 el 31 de diciembre de 2015).

12.2. Apertura por tiempo de vida útil estimada

Vida útil estimada	Edificaciones y mejoras, equipos y otros bienes		
	Costo	Depreciación acumulada	Saldo al 31.12.2016
hasta 5 años	4.064	(3.017)	1.047
6 - 10 años	15.791	(9.656)	6.135
11 - 15 años	2.061	(1.114)	947
16 - 20 años	39.701	(13.241)	26.460
21 - 25 años	20.315	(6.565)	13.750
25 - 30 años	14.661	(3.684)	10.977
30 años o más	24.188	(6.266)	17.922
Método de la Unidad Producida	16.406	(8.289)	8.117
Total	137.187	(51.832)	85.355
Edificaciones y mejoras	9.648	(3.017)	6.631
Equipos y otros bienes	127.539	(48.815)	78.724

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 US\$ 22.954 que, el 31 de diciembre de 2016, está registrado en propiedad, planta y equipo de la Compañía (US\$ 19.158 en 31 de diciembre de 2015).

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

El contrato establece que, inmediatamente después de la declaración de comercialidad de cada área, se inician los procedimientos de revisión del contrato, siendo basados en informes técnicos de certificadores independientes contratados por Petrobras y ANP. La conclusión de esto proceso solo ocurrirá después del cierre de la revisión de todas las áreas.

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 en los términos del contrato. 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 final del proceso de revisión, podrán ser revisados: (i) valor del contrato (ii) volumen máximo de barriles a ser producidos; (iii) duración del contrato; y (iv) porcentajes mínimos de contenido local.

Hasta el momento, no hay definiciones del resultado de la revisión y de las maneras de resarcimiento. Sólo después de la finalización de ambos los trabajos de certificación y emisión de los respectivos informes, es que Petrobras y representantes del Gobierno comenzarán las negociaciones sobre el monto del contrato y la forma de pago.

En relación a la negociación que se realizará entre Petrobras y el Gobierno Federal, el Consejo de Administración en 21 de octubre de 2016 aprobó la creación de un Comité de Accionistas Minoritarios, compuesto por dos consejeros elegidos por los accionistas minoritarios y por un miembro externo independiente con notorio conocimiento del área de análisis técnico-financiero de proyectos de inversión, para efectuar seguimiento del proceso de revisión del contrato y emitir opinión que respalde las 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 se devolvieron a la ANP en el año 2016: Tiziu, Japuaçu, Rio Joanes, parte de Golfinho y parte de Tambuatá. Estas devoluciones se deben principalmente a la inviabilidad económica de los campos y, consecuentemente, la Compañía reconoció bajas de activos del monto de US\$ 4 como otros gastos, netos.

Los siguientes campos se devolvieron a la ANP en el año 2015: Itaparica, Camaçari, Carapicú, Baúna Sul, Salema Branca, Nordeste Namorado, parte de Rio Preto, Pirapitanga, Piracucá, Catuá y parte de Mangangá. La Compañía reconoció bajas de activos del monto de US\$ 264 como otros gastos, netos.

Los siguientes campos se devolvieron a la ANP en el año 2014: Cação, Carapiá, Moréia, Caravela, Cavalo Marinho, Estrela do Mar, Tubarão, Rio Mariricu, Rio Mariricu Sul, Lagoa Parda Sul, Urutau, Iraúna e Mosquito Norte. La Compañía reconoció bajas de activos del monto de US\$ 283 como otros gastos, netos.

13. Activos Intangibles

13.1. Por tipo de activos

	Derechos y concesiones	Software			Total
		Adquiridos	Desarrollados internamente	Plusvalía	
Saldo el 01 de enero de 2015	3.592	119	432	366	4.509
Adiciones	17	22	78	-	117
Intereses capitalizados	-	-	5	-	5
Bajas	(163)	-	(2)	-	(165)
Transferencias	71	6	11	-	88
Amortización	(23)	(33)	(97)	-	(153)
"Impairment" - constitución	(32)	-	-	-	(32)
Ajuste acumulado de conversión	(1.024)	(34)	(137)	(82)	(1.277)
Saldo el 31 de diciembre de 2015	2.438	80	290	284	3.092
Costo	2.696	435	963	284	4.378
Amortización acumulada	(258)	(355)	(673)	-	(1.286)
Saldo el 31 de diciembre de 2015	2.438	80	290	284	3.092
Adiciones	11	15	59	-	85
Intereses capitalizados	-	-	5	-	5
Bajas	(160)	-	(1)	-	(161)
Transferencias	(15)	(4)	(1)	(99)	(119)
Amortización	(22)	(35)	(98)	-	(155)
"Impairment" - constitución	(3)	-	-	-	(3)
Ajuste acumulado de conversión	429	12	52	35	528
Saldo el 31 de diciembre de 2016	2.678	68	306	220	3.272
Costo	2.875	487	1.209	220	4.791
Amortización acumulada	(197)	(419)	(903)	-	(1.519)
Saldo el 31 de diciembre de 2016	2.678	68	306	220	3.272
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.

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

En el ejercicio del 2016, los derechos sobre los bloques exploratorios devueltos a la ANP totalizaron US\$ 8 (US\$ 25 en 2015) y son los siguientes:

	Etapas exploratorias	
	Exclusivo	Asociación
Cuenca de Campos	1	-
Cuenca de Santos	1	-
Cuenca Potiguar	1	-
Cuenca Reconcavo	-	2
Cuenca Tucano Sul	-	3
Cuenca Foz do Amazonas	2	-
Cuenca Amazonas	-	1
Cuenca del Parecis	2	-

13.3. Derecho de exploración del petróleo – Producción Compartida

El Consorcio Libra, compuesto por Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%), CNOOC (10%) y Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), como gerente, celebraron 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, se les concedió el consorcio derechos y obligaciones para operar y explorar una zona estratégica del pre-sal conocida como bloque de Libra, que comprende una superficie aproximada de 1.550 km², ubicada en aguas ultra profundas de la Cuenca de Santos. Este fue el primer Contrato de Producción Compartida, con un plazo de 35 años y sin renovación.

El bloque de Libra fue descubierto en 2010 con la perforación del pozo 2-ANP-2A-RJS. El consorcio ganador del bloque ofreció 41,65% del excedente en oleo para el Gobierno Federal, de acuerdo con las reglas de la convocatoria de la 1ª ronda de ofertas del pre-sal. Este porcentaje se refiere al exceso de oleo para ser pagado en el escenario de referencia entre US\$ 100,01 y US\$ 120,00 por barril de petróleo y producción por pozo productor activo, entre 10.000 y 12.000 barriles por día. Este porcentaje puede variar de acuerdo con el precio internacional del petróleo y la productividad de los pozos, como se muestra en la tabla definida por la ANP.

Una prima por firma en el valor de US\$ 6.589 fue paga en una cuota única, siendo pago por la Compañía el monto de US\$ 2.636, por su participación en el consorcio, registrada como Derechos y Concesiones.

Actualmente en las etapas iniciales de exploración (4 años), el programa mínimo de exploración ha sido parcialmente consumado e incluye una adquisición sísmica 3D para todo el bloque, dos pozos exploratorios y el Test de Larga Duración (TLD) que tendrá lugar en 2017. Los resultados de la perforación confirmaron la existencia de depósitos de carbonato de oleo espeso de hasta 410 metros, que muestran una alta porosidad y permeabilidad. Los testes de producción confirmaron la alta productividad y la calidad del oleo de estos depósitos.

En septiembre de 2016, el Consorcio de Libra ha establecido proceso de contratación para el segundo buque plataforma y el primer sistema de producción definitiva en la zona noroccidental, el FPSO del Proyecto Piloto de Libra, que tendrá capacidad para producir 180.000 barriles de petróleo por día y procesar 12 millones de metros cúbicos de gas, con la puesta en marcha prevista para el año 2020.

Petrobras y sus socios pondrán en funcionamiento un buque capaz de producir, almacenar y transferir petróleo y gas natural (FPSO), llamado Pioneiro de Libra para llevar a cabo testes de larga duración y sistemas de producción temprana en tres lugares en la zona noroeste del Bloque.

El Pioneiro de Libra entrará en funcionamiento en 2017 y tendrá una capacidad para procesar 50.000 barriles de petróleo/día, comprimir 4 millones de m³/día de gas asociado, cuyo objetivo es reducir los riesgos y optimizar los sistemas definitivos de producción de Libra.

A finales de 2016 se completaron las dos primeras terminaciones de pozos de producción (conjunto de operaciones necesarias para equipar el pozo, después de perforado y dejarlo listo para producir petróleo y gas) del Bloque de Libra. Los pozos fueron equipados con sistemas de terminación inteligentes en dos áreas, que permiten controlar y monitorizar, en tiempo real, la producción de los pozos y comenzarán a operar en 2017, vinculados al Pioneiro de Libra.

Por lo tanto, a partir de 2020, se instalarán cuatro sistemas de producción definitivas en la zona noroeste. El primer está previsto para septiembre de 2020 (Piloto) y los otros en 2021, 2022 y 2023, posteriormente. Los pozos y parte bajo el agua de los sistemas posteriores al Piloto serán dimensionados a partir de los resultados obtenidos en el Teste de Larga Duración (TLD).

13.4. Concesión de servicios de distribución de gas natural canalizado

El 31 de diciembre de 2016, el intangible incluye contratos de concesión de distribución de gas natural canalizado en Brasil, en el valor de US\$ 177 (US\$ 149 en 2015), con plazos de vencimientos entre 2029 y 2043, que pueden ser prorrogados. Las concesiones prevén la distribución para los sectores industrial, residencial, comercial, vehicular, climatización, transportes y otros.

La remuneración por la prestación de los 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, 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 Compañía no ha realizado ninguna provisión para pérdida, ya que el valor contable existente al 31 de diciembre de 2016, en el monto de US\$ 84 (US\$ 69 en 31 de diciembre de 2015) está garantizado por la indemnización prevista en la referida Ley.

14. Reducción al valor recuperable de los activos (*Impairment*)

La Compañía evalúa la recuperabilidad de los activos con data base el 31 de diciembre, anualmente, o cuando hay un indicativo de devaluación. Para ciertos activos, este indicativo fue evaluado en septiembre de 2016, debido principalmente a la expectativa de una recuperación más moderada en el precio internacional del petróleo, la reducción en el gasto previsto en la cartera de inversión, lo que refleja una optimización de portfolio con el fin de reducir el apalancamiento de la Compañía, así como cambios en los escenarios político y económico de Brasil. Estos cambios alteraran las proyecciones de los supuestos económicos de mediano y largo plazo utilizados en el nuevo Plan de Negocios y Gestión (PNG 2017-2021) de la Compañía, que fue completado y aprobado en el tercer trimestre de 2016, con efectos directos sobre los supuestos clave de pruebas de impairment. Los cambios en el escenario político y económico de Brasil también generaron aumentos en las tasas de descuento para las pruebas llevadas a cabo en 2016.

El 31 de diciembre de 2016, la Compañía evaluó la existencia de nuevos indicios de deterioro para los activos probados anteriormente el 30 de septiembre de 2016, siendo verificada la necesidad de reconocer pérdidas por deterioro adicionales por devaluación para las UGEs de Campos de Producción de Oleo y Gas en Brasil, UGE Comperj y UGE Conjunto de Buques de Transpetro, y reversión de la UGE Conjunto de las Térmicas. Los indicios de devaluación identificados en el cuarto trimestre para los activos mencionados anteriormente fueron, principalmente: (i) la revisión anual de las reservas oficiales de la Compañía; (ii) revisión anual de la provisión para el desmantelamiento de áreas; (iii) desarrollo de las obras inherentes a las utilidades del Tren 1 de Comperj, que también atenderán a la Unidad de Procesamiento de Gas Natural (UPGN); (iv) cambio de la UGE Conjunto de las Térmicas, según nota 5.3; y (v) comienzo de la construcción de 5 buques Aframax de la UGE de Transporte debido a la eficacia de los contratos de financiación, garantizando que los proyectos sean financiados.

Además, fueron reconocidas pérdidas de desinversiones y de revisiones anuales de recuperación de activos en ciertas subsidiarias en el último trimestre de 2016.

En 2015, las principales pérdidas en la recuperabilidad de los activos fueron reconocidas en el cuarto trimestre, con base en la revisión anual de la Compañía, en 31 de diciembre, principalmente debido al cambio en el escenario de precios del petróleo; reducción de las reservas probadas y probables, reducción en los gastos previstos del portfolio de inversiones y mayor prima de riesgo para Brasil.

En 2014, la Compañía reconoció pérdidas en la recuperabilidad principalmente debido a una mayor prima de riesgo, deficiencias de planificación y aplazamientos de COMPERJ y del segundo conjunto de refinación de RNEST, además de la reducción de los precios internacionales del petróleo, que afectaron el flujo de efectivo de los activos de Exploración y Producción.

Las pérdidas generadas por los testes aplicados fueron reconocidas en el resultado del ejercicio y se destacan a continuación:

Activo o UGE, por la naturaleza	Valor contable neto (***)	Valor Recuperable (***)	Pérdida por devaluación (*) (**)	Área de Negocio	Comentarios
2016					
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (Varios UGEs)	12.788	10.718	2.268	E&P - Brasil	Ítem (a1)
Equipos de la actividad de producción de petróleo y gas y perforación de pozos	918	64	854	E&P - Brasil	Ítem (b1)
Segundo conjunto de refinación de RNEST	2.488	1.708	780	Abastecimiento - Brasil	Ítem (c)
Complejo Petroquímico Suape	1.099	480	619	Abastecimiento - Brasil	Ítem (d1)
Comperj	403	-	403	Abastecimiento - Brasil	Ítem (e1)
UFN III	523	370	153	Gas y Energía, Brasil	Ítem (f1)
Araucária	197	57	140	Gas y Energía, Brasil	Ítem (g)
Conjunto de buques de Transpetro	1.793	1.549	244	Abastecimiento - Brasil	Ítem (h)
Planta de Quixadá - CE	28	-	28	Biocombustible - Brasil	
Otros	614	424	148	Otros	
			5.637		
Activos mantenidos para venta					Ítem 14.2
Complejo Petroquímico Suape	816	381	435	Abastecimiento - Brasil	
Petrobras Chile Distribución	546	464	82	Distribución - Exterior	
Térmicas Celso Furtado y Romulo Almeida	120	72	47	Abastecimiento - Brasil	
Otros	96	104	(8)	Otros	
			556		
Total			6.193		
2015					
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (UGE's)	21.251	12.139	8.653	E&P - Brasil	Ítem (a2)
Equipos de la actividad de producción de petróleo y gas y perforación de pozos	750	243	507	E&P - Brasil	Ítem (b2)
Complejo Petroquímico Suape	1.143	943	200	Abastecimiento - Brasil	Ítem (d2)
Comperj	1.586	234	1.352	Abastecimiento - Brasil	Ítem (e2)
UFN III	935	434	501	Gas y Energía, Brasil	Ítem (f2)
Campos de producción de petróleo y gas en el exterior	1.548	918	637	E&P - Exterior	Ítem (i1)
UFN V	190	-	190	Gas y Energía, Brasil	
Plantas de Biocombustibles	134	88	46	Biocombustible - Brasil	
Otros	341	156	210	Otros	
Total			12.296		
2014					
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (Varios UGEs)	6.425	4.863	1.562	E&P - Brasil	ítem (a3)
Equipos relacionados a la actividad de producción del petróleo y gas y perforación de pozos	1.091	555	536	E&P - Brasil	ítem (b3)
Segundo conjunto de refinación de RNEST	6.207	2.765	3.442	Abastecimiento - Brasil	ítem (c2)
Complejo Petroquímico Suape	2.847	1.726	1.121	Abastecimiento - Brasil	ítem (d3)
Comperj	9.721	1.501	8.220	Abastecimiento - Brasil	ítem (e3)
Campos de producción de petróleo y gas en el exterior	3.126	1.458	1.668	E&P - Exterior	ítem (i2)
Araucária	367	251	116	Gas y Energía, Brasil	
Refinería Nansei Sekiyu K.K.	129	-	129	Abastecimiento - Exterior	
Otros	26	32	(6)		
Total			16.788		

(*) Provisión y reversión de impairment.

(**) No incluye pérdida por devaluación de activos mantenidos para venta de US\$ 3 en 2015 y US\$ 35 en 2014, con base en la nota 14.2.

(***) Montos de las UGEs solamente probadas en septiembre de 2016 son presentados con base en esta fecha.

14.1. Propiedad, Planta Y Equipo e intangible

En la evaluación de recuperabilidad de sus activos de propiedad, planta y equipo y de activos intangibles con indicativos de devaluación, la Compañía estimó el valor en uso de los activos (individualmente o agrupados en unidades generadoras de efectivo – UGEs) a partir de proyecciones que consideran:

- 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
- 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 testes de recuperación de activos y las definiciones de Unidades Generadoras de Efectivo - UGEs se presentan en las notas 5.2 y 5.3, respectivamente, e implican juicios y evaluación por la Administración con base en su modelo de negocio y la gestión.

Estimaciones de los supuestos clave de las previsiones de flujo de efectivo para determinar el valor de uso de las UGEs en 2016 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\$	3,46	3,54	3,48	3,42	3,38	3,36

Para fines de comparabilidad, las estimaciones de los supuestos clave para los testes de impairment en 2015 y 2014 fueron:

2015

	2016	2017	2018	2019	2020	Largo plazo promedio
Brent medio en términos reales (US\$/barril)	45	59	61	64	67	71
Media del tipo de cambio en términos reales - R\$/US\$	4,06	3,73	3,66	3,60	3,60	3,06

2014

	2015	2016	2017	2018	2019	Largo plazo promedio
Brent medio en términos reales (US\$/barril)	52	65	70	70	70	85
Media del tipo de cambio en términos reales - R\$/US\$	2,85	2,85	2,75	2,75	2,75	2,64

Informaciones sobre las principales pérdidas en el valor de recuperación de activos de propiedad, planta y equipo o intangible se destacan a continuación:

a1) 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 US\$ 2.268. 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, disminuyendo para 8,6% anual en septiembre, principalmente debido a la mejora en la prima de riesgo para Brasil. Estas pérdidas están relacionadas, predominantemente, a los campos de Polo Norte (US\$ 1.178), Polo Ceara Mar (US\$ 210), Guaricema (US\$ 126), Bijupirá y Salema (US\$ 82), Dourado (US\$ 88), Maromba (US\$ 86), Trilha (US\$ 69), Papa-Terra (US\$ 72), Pampo (US\$ 67), Frade (US\$ 65), Polo Uruguá (US\$ 62), Badejo (US\$ 56), Bicudo (US\$ 49), Riachuelo (US\$ 44), Fazenda Bálsamo (US\$ 41) y Polo Água Grande (US\$ 31), 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 provision del desmantelamiento de areas, 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 (US\$ 415) 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 PNG 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.

a2) Campos de producción de petróleo y gas en Brasil - 2015

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 US\$ 8.653. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante de 8,3% anual, que deriva de la metodología WACC para el sector de Exploración y Producción. Estas pérdidas están relacionadas, predominantemente, a los campos de Papa-Terra (US\$ 2.234), Polo Centro-Sul (US\$ 1.179), Polo Uruguá (US\$ 986), Espadarte (US\$ 593), Linguado (US\$ 489), Polo CVIT – Espírito Santo (US\$ 375), Piranema (US\$ 341), Lapa (US\$ 317), Bicudo (US\$ 240), Frade (US\$ 198), Badejo (US\$ 190), Pampo (US\$ 91) y Trilha (US\$ 84), debido a la revisión de las premisas de precios, como resultado de una disminución en las proyecciones de los precios del petróleo en el mercado internacional lo que provocó una reducción de las reservas de petróleo y gas y de los flujos de efectivo de los proyectos, así como por el aumento de la tasa de descuento y la revisión geológica del yacimiento de Papa-Terra.

a3) Campos de producción de petróleo y gas en Brasil – 2014

En nuestras valoraciones de los activos vinculados a los campos de petróleo y gas que produce en Brasil, bajo el régimen de concesión, dieron como resultado el reconocimiento de las pérdidas por deterioro en el valor de US\$ 1.562. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante de 7,2% anual, que se deriva de la metodología WACC para el sector de Exploración y Producción. Estas pérdidas están relacionadas principalmente con el campo Frade, Pirapitanga, Tambuatá, Carapicu y Piracucá, que viene de revisión de los supuestos y la reciente caída en los precios del petróleo en el mercado internacional.

b1) Equipos 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 US\$ 854. 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 US\$ 593, en relación a estos activos, conforme nota explicativa 14.4.

b2) Equipos relacionados a la actividad de producción del petróleo y gas y perforación de pozos en Brasil - 2015

En nuestra evaluación de los activos que operan en la perforación y producción de los activos, que no están directamente vinculados a los campos de producción de petróleo y gas, las pérdidas por la devaluación fueron US\$ 507. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante de 9,2% 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 expectativa de futura ociosidad de las plataformas de perforación en la revisión de la planificación, así como el aumento de la tasa de descuento.

b3) Equipos relacionados a la actividad de producción del petróleo y gas y perforación de pozos en Brasil – 2014

En nuestra evaluación de los activos que operan en la perforación y producción de los activos, que no están directamente vinculados a los campos de producción de petróleo y gas, las pérdidas por la devaluación fueron US\$ 536. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la empresa; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante de 8% anual, que se deriva de la metodología WACC para equipos y servicios del sector de petróleo y el gas. Estas pérdidas fueron reconocidas debido principalmente a futuros ociosidad dos plataformas de perforación y desmovilización de dos plataformas de campos no asignados en 31 de diciembre 2014.

c1) 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 US\$ 780. 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 (8,1% anual en 2015), 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 Plan de Negocios Y Gestión PNG 2017-2021.

c2) Segundo conjunto de refinación de RNEST –2014

Nuestra evaluación de los activos de refinación del segundo conjunto de RNEST resultó en el reconocimiento de pérdidas por deterioro en el valor de US\$ 3.442. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la compañía; y tasa de descuento después de impuestos en moneda constante del 7% anual, que deriva de la metodología WACC para el sector de refinación. Estas pérdidas se debieron principalmente a: (i) problemas en la planificación de proyectos; ii) uso de tasa de descuento considerando la inclusión de una prima de riesgo específica para los proyectos postergados; (iii) aplazamiento de la expectativa de entrada de efectivo debido a la postergación del proyecto; y (iv) la coyuntura actual de menor crecimiento económico.

d1) 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, en septiembre de 2016, generó una provisión para pérdida de US\$ 619. 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.

d2) Complejo Petroquímico Suape – 2015

La evaluación de recuperabilidad de los activos de la Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco SA - CITEPE y la Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - Petroquímica Suape, generó una provisión de pérdida de US\$ 200. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuesto de las compañías; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante del 7,2% 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 las premisas de precios, que fueron actualizadas debido al nivel de la actividad económica en Brasil y la reducción de los spreads en este sector en el mercado internacional, así como el aumento de la tasa de descuento.

d3) Complejo Petroquímico Suape - 2014

La evaluación de recuperabilidad de los activos de la Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco SA - CITEPE y la Companhia Petroquímica de Pernambuco SA - Petroquímica Suape, generó una provisión de pérdida de US\$ 1.121. Los flujos de efectivo futuros consideraron: proyección de 30 años, con perpetuidad sin crecimiento; premisas y presupuesto de las compañías; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante del 6,2% anual, que se deriva de la metodología WACC para la industria petroquímica. Este resultado se debe principalmente a la revisión de las previsiones del mercado y las hipótesis de precios, que se han actualizado debido al nivel de la actividad económica y la reducción de los spreads en este sector en el mercado internacional, así como los cambios en el ámbito tributario.

e1) Comperj –2016

Delante de la revalorización del proyecto en el 2º trimestre de 2016, que mantuvo sus unidades del Trem 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 Trem 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 Trem 1, las pérdidas adicionales fueron reconocidas en 31 de diciembre de 2016, totalizando el monto de US\$ 403 como pérdida de impairment del proyecto en 2016.

e2) Comperj – 2015

Nuestras evaluaciones de activos de refinación de Comperj resultaron en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el valor de US\$ 1.352. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante de 8,1% anual, que deriva de la metodología WACC para el sector de refinación 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) al aplazamiento de la expectativa de entrada de efectivo del proyecto.

e3) Comperj – 2014

Nuestras evaluaciones de activos de refinación de Comperj resultaron en el reconocimiento de pérdidas por deterioro en el valor de US\$ 8.220. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la compañía; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante de 7% anual, que deriva de la metodología WACC para el sector de refinación. Estas pérdidas se debieron principalmente a: (i) problemas en la planificación de proyectos; ii) uso de tasa de descuento considerando la inclusión de una prima de riesgo específica para los proyectos postergados; (iii) aplazamiento de la expectativa de entrada de efectivo debido a la postergación del proyecto; y (iv) la coyuntura de menor crecimiento económico.

f1) 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 US\$ 153. 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.

f2) UFN III – 2015

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 US\$ 501. 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 7,1% 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) al aplazamiento de la expectativa de entrada de efectivo del proyecto.

g) Araucária – 2016

La evaluación de recuperabilidad de los activos de Araucaria Nitrogenados S.A. resultó en una pérdida de US\$ 140. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y tasa de descuento después de impuestos en moneda constante del 7,8% anual (6,6% anual en 2015) que deriva de la metodología WACC para el sector de fertilizantes. Estas pérdidas se debieron, principalmente: (i) al aumento de la tasa de descuento; (ii) a la apreciación del Real en relación al dólar estadounidense; y (iii) al aumento de la proyección de los costos de producción.

h) Conjunto de Buques de Transpetro – 2016

En nuestras evaluaciones del conjunto de buques de Transpetro, hubo el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el valor de US\$ 244. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y la tasas de descuento después de impuestos en moneda constante entre 4,53% anual e 9,97% anual (3,92% anual e 8,92% anual en 2015), que deriva de la metodología WACC para el sector de transporte, considerándose la estructura del endeudamiento y beneficio fiscal. Esas pérdidas fueron reconocidas en el tercer y cuarto trimestre de 2016. Las pérdidas del tercer trimestre fueron generadas, principalmente, debido: (i) al hecho de no más considerar el conjunto de buques (trenes) del proyecto hidrovías en la UGE Transporte debido a cancelaciones y aplazamientos; y (ii) al aumento de la tasa de descuento. Las do cuarto trimestre de 2016 se deben, principalmente a (i) un nuevo aumento en la tasa de descuento, que acumuló un incremento de un punto porcentual en 2016, y (ii) el comienzo de la construcción de 5 buques Aframax de la UGE de Transporte, después de garantizada la capacidad de financiación de los proyectos y así evitando posibles contingencias de rescisiones contractuales.

i1) Campos de producción de petróleo y gas en el exterior - 2015

Las pruebas de reducciones por deterioro, de los campos de petróleo y gas en el exterior, que se presentan como activos en el segmento de Exploración y Producción, generaron el reconocimiento de la pérdida por devaluación en el valor de US\$ 637. 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 5,6% a 10,4% anual, que deriva de la metodología WACC para el sector de Exploración y Producción, teniendo en cuenta el país de operación. La pérdida está relacionada principalmente con los campos de producción de petróleo y gas en los Estados Unidos (US\$ 448) y Bolivia (US\$ 157), debido a la revisión de las premisas de precio en consecuencia de una expresiva caída de las proyecciones de los precios del petróleo en el mercado internacional.

i2) Campos de producción de petróleo y gas en el exterior - 2014

Las pruebas de reducciones por deterioro, los campos de petróleo y gas en el exterior, que se presentan como activos en el segmento de Exploración y Producción, dieron como resultado el reconocimiento de la pérdida por deterioro en el valor de US\$ 1.668. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y los presupuestos de la empresa; y la tasa de descuento después de impuestos en moneda constante de 5,4% a 11,2% anual, que se deriva de la metodología WACC para el sector de Exploración y Producción, teniendo en cuenta el país de operación. La pérdida está relacionada principalmente con los Campos de producción de petróleo y gas de Cascade y Chinook, US\$ 1.567, que se encuentra en los Estados Unidos, debido a la revisión de premisas de precio debido a la reciente caída de los precios del petróleo en el mercado internacional.

14.1.1. Valores contables de activos cercanos a sus valores recuperables

En 2016, los valores recuperables de ciertas UGEs no eran mayores sustancialmente que sus montos contables. Cambios materiales en los supuestos de los testes de *impairment* podrán generar el reconocimiento de pérdidas en ejercicios futuros. El valor contable de estos activos en el monto de US\$ 143 está relacionado a los campos de producción maduros en Brasil.

14.2 Activos clasificados como mantenidos para venta

El 31 de diciembre de 2016, debido a la aprobación de la Administración de la Compañía para la venta de las inversiones en 2016, según nota 10, la Compañía reconoció una provisión para pérdida de US\$ 556, principalmente debido a las siguientes inversiones:

- Complejo Petroquímico Suape – delante la venta de la Petroquímica Suape y Citepe, en línea con la planificación estratégica que espera la salida total de las participaciones en petroquímica, se reconocieron pérdidas en el monto de US\$435, generadas por la diferencia entre el valor de venta y el valor contable del activo neto de la deuda financiera del Complejo que será liquidado por Petrobras antes del cierre de la operación; y
- Petrobras Chile Distribución - pérdida en el monto de US\$ 82, generada por la diferencia entre el valor de venta y el valor contable de los activos de distribución en Chile, ya que su valor de venta fue menor que los montos contables; y
- UTE Termobahia (Térmicas Romulo Almeida y Celso Furtado) – pérdida en el monto de US\$ 47, generada por la diferencia entre el valor de venta y el valor contable de los activos. En el tercer trimestre, la provisión para pérdidas de US\$ 7 fue reconocida considerándose el valor en uso cuando estos activos pertenecían a la UGE Conjunto de las Térmicas.

El 2015, como resultado de la aprobación por la Administración de la Compañía para la enajenación de los campos de Bijupirá y Salema y de las sondas de perforación PI, PIII, PIV y la plataforma PXIV, la evaluación de estos activos al valor razonable resultó en el reconocimiento de pérdidas por *impairment* en el área de Exploración y Producción, por el valor de US\$ 3.

El 2014, como resultado de la aprobación por la Administración de la Compañía para la enajenación de las sondas de perforación PI, PIII, PIV, PV y la plataforma PXIV, la evaluación de estos activos al valor razonable resultó en el reconocimiento de pérdidas por *impairment* en el área de Exploración y Producción, por el valor de US\$ 35.

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 2016, incluyéndose plusvalía, son presentadas a continuación:

Inversiones	Segmento	% Tasa de descuento después de impuesto (moneda constante p.a.)	Valor	
			recuperable	Valor contable
Braskem S.A. (*)	Abastecimiento	11,6	3.885	1.033
Distribuidores Estatales de Gas Natural	Gas & Energía	6,0	440	330

(*) 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 2016, 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 US\$ 2.751. El 31 de diciembre de 2016, 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.

Nuestras 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\$ 3,46 para US\$ 1,00 en 2017 (convergiendo a R\$ 3,36 en el largo plazo);
- el precio medio del Brent de US\$ 48 en 2017, llegando a US\$ 70 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
- crecimiento 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 Provisión para pérdidas en inversiones

En 2016, la Compañía reconoció en resultado de participación en inversiones, en el resultado del ejercicio, pérdidas por devaluación de US\$ 182, principalmente atribuibles a las invertidas del segmento de Biocombustible, con destaque para:

- Guarani SA - el 30 de septiembre de 2016, se reconocieron pérdidas en el valor de US\$ 111 de este proyecto controlado en conjunto, debido principalmente al aumento de la tasa de descuento después del impuesto en moneda constante para 10,2% p.a. (9,3% p.a. en 2015); y reducción en las proyecciones del precio del azúcar. Además, debido a la aprobación de la venta de esta inversión en el cuarto trimestre de 2016, la Compañía reconoció una provisión para pérdidas de US\$ 67 generada por la diferencia entre el valor de venta y su valor contable; y
- Nova Fronteira S.A. - En el cuarto trimestre de 2016, la Administración de la Compañía también aprobó la venta de este proyecto controlado en conjunto, reconociendo una pérdida de US\$ 30 causada por la diferencia entre el valor de venta y su valor contable.

En 2015, la pérdida por devaluación de US\$ 550 (US\$ 251 en 2014) fue reconocida en resultado de participación en inversiones, en el resultado del ejercicio, en particular: (i) las pérdidas en invertidas en el extranjero debido a la caída del precio del petróleo (US\$ 276); (ii) aumento en la tasa de descuento y decisiones sobre exclusión de proyectos en el segmento de Biocombustible (US\$ 139); (iii) deterioro de la situación económica y financiera de la asociada Siete Brasil (US\$ 88); y (iv) pérdida en la asociada Arpoador Drilling B.V., controlada indirectamente por Sete Brasil (US\$ 14).

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

La Compañía tenía en 2015 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 adelanto 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 a ser 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, con atrasos significativos en el progreso de las construcciones y 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 en la recuperación de estos activos (impairment) en el valor de US\$ 593, como se explica en la nota 14.1. Es de destacar que, si hay una discontinuidad de estas construcciones, no generará impactos en la curva de producción de la Compañía, pues están previstas alternativas y recursos de presupuestos adicionales en el Plan de Negocios y Gestión 2017-21.

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 US\$ 689, relativa al saldo restante de adelantos a proveedores en el alcance de las cuentas vinculadas (US\$ 352) y la asunción de deudas y obligaciones (US\$ 337), 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 Rio Grande, en el valor de US\$ 155, así como otras inversiones relacionadas con proyectos de FPSOs P-71, P72 y P73 en el valor de US\$ 146.

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

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 US\$ 115.

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 US\$ 234.

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 y inversiones adquiridos/incurridos 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 US\$ 146, con impacto en otros gastos netos.

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 US\$ 155 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.

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 adelantos en un total de US\$ 237 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 adelantos, 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 US\$ 103 en otros gastos operativos.

Además, 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 la necesidad de reducción al valor recuperable de estos activos, debido a la utilización del espacio como centro de logística, principalmente voltado para los proyectos de la Cuenca de Santos.

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

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

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

Costos capitalizados de los pozos exploratorios / Costos capitalizados de adquisición (*)	31.12.2016	31.12.2015
Propiedad, planta y equipo		
Saldo inicial	5.201	7.000
Adiciones a los costos capitalizados hasta que se determine reservas probadas	1.009	2.282
Costos de exploración capitalizados descargados como gastos	(1.054)	(882)
Transferencias a partir del reconocimiento de las reservas probadas	(966)	(960)
Ajustes acumulados de conversión	943	(2.239)
Saldo final	5.133	5.201
Activos intangibles	2.236	2.048
Costos capitalizados de los pozos exploratorios / Costos capitalizados de adquisición	7.369	7.249

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

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	2016	2015	2014
Gastos con geología y geofísica	371	416	830
Proyectos sin viabilidad económica (incluyendo pozos secos y bonos de firma)	1.281	1.441	2.178
Otros gastos de exploración	109	54	50
Total de los gastos	1.761	1.911	3.058

Efectivo utilizado en las actividades:	2016	2015	2014
Operativas	435	470	879
Inversiones	1.075	2.736	4.899
Total de efectivo utilizado	1.510	3.206	5.778

15.2 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 (*)	2016	2015
Costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período hasta un año	806	1.387
Costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período superior a un año	4.327	3.814
Saldo final	5.133	5.201
Cantidad de proyectos que tienen costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período superior a un año	57	70

	Montos capitalizados (2016)	Número de pozos
2015	932	20
2014	1.126	23
2013	675	13
2012	717	12
2011 y anteriores	877	20
Monto final	4.327	88

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

De los US\$ 4.327 para 57 proyectos que incluyen pozos en utilización por más de un año desde la finalización de las actividades de perforación, (i) US\$ 4.094 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 (ii) cerca de US\$ 233 fueron incurridos en costos de las actividades necesarias para evaluar las reservas y su desarrollo potencial.

16 Proveedores

	31.12.2016	31.12.2015
Terceros en Brasil	3.280	3.331
Terceros en el exterior	2.019	2.566
Partes relacionadas	463	476
Saldo total en el pasivo corriente	5.762	6.373

17 Financiaciones

Préstamos y financiaciones están destinados al desarrollo de proyectos de producción de petróleo y gas natural, a la construcción de buques y tuberías, así como a la construcción y ampliación de plantas industriales, entre otros usos diversos.

La Compañía tiene obligaciones relacionadas con los contratos de deuda (covenants) en 31 de diciembre de 2016, entre ellas la presentación de los estados financieros dentro de 90 días para los períodos intermedios, sin la revisión de los auditores independientes, y de 120 días para el final del ejercicio, y períodos de gracia que extienden estos períodos en 30 y 60 días, dependiendo del contrato, además de poseer cláusulas relacionadas al nivel de endeudamiento en determinados contratos de deuda con BNDES.

Los cambios en los saldos a largo plazo de las financiaciones son los siguientes:

	Agencia de Crédito a la Exportación	Mercado Bancario	Mercado de Capitales	Otros	Total
No corriente					
En Brasil					
Saldo inicial el 1 de enero de 2015	-	29.288	1.301	28	30.617
Adiciones de financiación	-	4.918	989	-	5.907
Intereses incurridos durante el período	-	289	-	-	289
Variación monetaria y cambiaria	-	3.001	80	2	3.083
Transferencia de largo plazo para corto plazo	-	(2.389)	(149)	(4)	(2.542)
Ajuste acumulado de conversión	-	(10.410)	(496)	(9)	(10.915)
Saldo el 31 de diciembre de 2015	-	24.697	1.725	17	26.439
En el extranjero					
Saldo inicial el 1 de enero de 2015	5.244	29.898	53.810	649	89.601
Adiciones de financiación	163	5.753	2.045	-	7.961
Intereses incurridos durante el período	5	34	48	8	95
Variación monetaria y cambiaria	442	1.342	(1.092)	56	748
Transferencia de largo plazo para corto plazo	(767)	(4.183)	(5.770)	(45)	(10.765)
Ajuste acumulado de conversión	(442)	(1.877)	(222)	(56)	(2.597)
Saldo el 31 de diciembre de 2015	4.645	30.967	48.819	612	85.043
Saldo el 31 de diciembre de 2015	4.645	55.664	50.544	629	111.482
No corriente					
En Brasil					
Saldo inicial el 1 de enero de 2016	-	24.697	1.725	17	26.439
Adiciones de financiación	-	448	-	-	448
Intereses incurridos durante el período	-	302	-	-	302
Variación monetaria y cambiaria	-	(1.408)	54	1	(1.353)
Transferencia de largo plazo para corto plazo	-	(7.254)	(135)	(2)	(7.391)
Transferencia a los pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para venta	-	(7)	-	-	(7)
Ajuste acumulado de conversión	-	4.389	337	3	4.729
Saldo el 31 de diciembre de 2016	-	21.167	1.981	19	23.167
En el extranjero					
Saldo inicial el 1 de enero de 2016	4.645	30.967	48.819	612	85.043
Adiciones de financiación	-	7.392	9.758	-	17.150
Intereses incurridos durante el período	4	17	52	9	82
Variación monetaria y cambiaria	(165)	(1.133)	(609)	(21)	(1.928)
Transferencia de largo plazo para corto plazo	(980)	(4.326)	(10.145)	(115)	(15.566)
Transferencia a los pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para venta	-	-	(302)	-	(302)
Ajuste acumulado de conversión	163	768	(227)	21	725
Saldo el 31 de diciembre de 2016	3.667	33.685	47.346	506	85.204
Saldo total al 31 de diciembre de 2016	3.667	54.852	49.327	525	108.371
Corriente					
				31.12.2016	31.12.2015
Deuda a corto plazo				358	1.523
Porción corriente de la deuda a largo plazo				7.779	11.500
Intereses devengados				1.618	1.660
Total				9.755	14.683

17.1 Información resumida sobre las financiaciones (pasivo corriente y no corriente)

Vencimiento en	Hasta 1 año	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 años en adelante	Total (*)	Valor razonable
Financiaciones en Reales (R\$):	2.463	2.439	4.348	6.005	3.325	5.595	24.175	20.899
Indexadas al tipo variable	1.860	1.985	3.907	5.583	2.908	3.765	20.008	
Indexadas al tipo fijo	603	454	441	422	417	1.830	4.167	
Tasa promedio de financiaciones	10,2%	9,0%	8,6%	7,2%	6,3%	5,2%	7,9%	
Financiaciones en Dólares (US\$):	6.648	7.328	14.998	9.928	14.493	29.824	83.219	87.839
Indexadas al tipo variable	4.835	6.317	11.601	5.941	2.474	12.347	43.515	
Indexadas al tipo fijo	1.813	1.011	3.397	3.987	12.019	17.477	39.704	
Tasa promedio de financiaciones	5,1%	5,3%	5,3%	5,6%	5,2%	6,6%	6,0%	
Financiaciones en R\$ indexados al US\$:	273	176	173	173	173	764	1.732	1.683
Indexadas al tipo variable	23	22	19	19	19	16	118	
Indexadas al tipo fijo	250	154	154	154	154	748	1.614	
Tasa promedio de financiaciones	6,2%	6,4%	6,4%	6,5%	6,6%	6,9%	6,6%	
Financiaciones en Libra Esterlina (£):	57	-	-	-	-	2.120	2.177	1.593
Indexadas al tipo fijo	57	-	-	-	-	2.120	2.177	
Tasa promedio de financiaciones	6,2%	-	-	-	-	6,3%	6,2%	
Financiaciones en Yen (¥):	88	88	-	-	-	-	176	198
Indexadas al tipo variable	88	88	-	-	-	-	176	
Tasa promedio de financiaciones	0,5%	0,4%	-	-	-	-	0,5%	
Financiaciones en Euro (€):	219	1.185	1.379	207	786	2.864	6.640	6.549
Indexadas al tipo variable	1	-	-	160	-	-	161	
Indexadas al tipo fijo	218	1.185	1.379	47	786	2.864	6.479	
Tasa promedio de financiaciones	3,7%	3,9%	4,2%	4,5%	4,6%	4,7%	4,3%	
Financiaciones en otras monedas:	7	-	-	-	-	-	7	7
Indexadas al tipo fijo	7	-	-	-	-	-	7	
Tasa promedio de financiaciones	14,0%	-	-	-	-	-	14,0%	
Total al 31 de diciembre de 2016	9.755	11.216	20.898	16.313	18.777	41.167	118.126	118.768
Tasa promedio de financiación	6,1%	6,0%	5,9%	5,9%	5,4%	6,4%	6,2%	
Total al 31 de diciembre 2015	14.683	11.397	16.091	22.596	15.537	45.861	126.165	109.168
Tasa promedio de financiación	5,9%	6,4%	5,6%	5,8%	6,9%	6,7%	6,3%	

(*) El plazo promedio de las financiaciones el 31 de diciembre de 2016 es 7,46 años (7,14 años el 31 de diciembre de 2015).

En 31 de diciembre de 2016, 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 US\$ 46.510 (US\$ 42.929 el 31 de diciembre de 2015); 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 US\$ 72.258 (US\$ 66.239 el 31 de diciembre de 2015). La metodología anterior se determinaba mediante la utilización del método de flujo de efectivo descontado por una tasa basada en una curva teórica calculada con base en los bonds más líquidos de la Compañía.

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

17.2 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 5,80% p.a. en 2016 (5,03% p.a. en 2015).

17.3 Líneas de crédito

						Valor
Empresa	Institución financiera	Fecha de Apertura	Plazo	Contratado	Utilizado	Saldo a utilizar
En el exterior						
Petrobras	JBIC	16/07/2013	31/12/2018	1.500	-	1.500
PGT BV	CHINA EXIM	24/10/2016	Indefinido	1.000	-	1.000
PGT BV	SACE	22/12/2016	22/12/2017	300	-	300
PGT BV				2.800	-	2.800
En Brasil						
Petrobras	FINEP	16/04/2014	26/12/2017	78	74	4
PNBV	BNDES	03/09/2013	26/03/2018	3.031	704	2.327
Transpetro	BNDES	31/01/2007	Indefinido	689	195	494
Transpetro	Banco do Brasil	09/07/2010	10/04/2038	49	21	28
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	101	-	101
Total				3.948	994	2.954

17.4 Garantías

La mayoría del endeudamiento de la Compañía no tiene garantías, pero algunos instrumentos de financiación las tienen. Además, los acuerdos de financiación obtenidos con el Banco de Desarrollo de China (BDC), con vencimientos en 2019 y 2026, también tienen garantías reales con base en las exportaciones futuras de petróleo para compradores específicos con el límite de 300 mil barriles por día hasta 2019 y 100 miles de barriles por día de 2020 a 2026. Esta garantía puede no ser mayor que el monto de la deuda.

Las deudas obtenidas por entidades estructuradas están garantizadas por los propios activos de los proyectos, así como por prenda de derechos crediticios. Ciertas subsidiarias emiten títulos total e incondicionalmente garantizados por Petrobras.

Los títulos emitidos por la Compañía, en los mercados de capitales internacionales, a través de su subsidiaria integral Petrobras Global Finance - PGF, no tienen garantías reales, solamente garantías corporativas de Petrobras, con base en la nota 36.

18 Arrendamientos

18.1 Pagos / recibimientos mínimos de arrendamiento financiero (con transferencia de beneficios, riesgos y controles)

	Cobros			Pagos		
	Valor futuro	Interés anual	Valor presente	Valor futuro	Interés anual	Valor presente
Compromisos estimados						
2017	214	(123)	91	43	(25)	18
2018 – 2021	784	(419)	365	170	(87)	83
2022 en adelante	1.371	(353)	1.018	388	(245)	143
El 31 de diciembre de 2016	2.369	(895)	1.474	601	(357)	244
Corriente			91			18
No corriente			1.383			226
El 31 de diciembre de 2016			1.474			244
Corriente (*)			66			19
No corriente (*)			1.393			78
El 31 de diciembre de 2015			1.459			97

(*) Con el fin de proporcionar mejor presentación, el valor presente de los pagos, en el monto de US\$ 6, en el pasivo corriente, fue reclasificado de proveedores, y el monto de US\$ 38, en el pasivo no corriente, fue reclasificado de otros pasivos no corrientes.

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, barcos y embarcaciones de apoyo, helicópteros, terrenos y edificios.

2017	11.395
2018	8.749
2019	7.861
2020	7.560
2021	7.103
2022 en adelante	54.250
El 31 de diciembre de 2016	96.918
El 31 de diciembre de 2015	99.194

El 31 de diciembre de 2016, 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 US\$ 49.671 (US\$ 60.628 en 2015).

En 2016, la Compañía reconoció gastos de US\$ 9.920 de arrendamiento operativo (US\$ 9.898 en 2015).

19 Partes relacionadas

La Compañía tiene política de operaciones con partes relacionadas que se aplica también a las demás empresas del Sistema Petrobras, observados sus procedimientos corporativos, con base en el Estatuto Social de Petrobras.

Esta política que guía Petrobras y su fuerza de trabajo en las transacciones con Partes Relacionadas y en situaciones que haya posible conflicto de intereses en estas operaciones, de manera a asegurar los intereses de la Compañía, de acuerdo con la transparencia de los procesos y a las mejores prácticas de Gobernanza Corporativa, incluyendo: (i) análisis previo por el Comité de Auditoría Estatutario (CAE) para transacciones con empresas vinculadas, con la Unión y con empresas controladas por el personal clave de la administración y sus familias con informes mensuales de estos análisis para el Consejo de Administración, para las transacciones que cumplan los criterios de materialidad establecidos en la Instrucción CVM 480/09; y (ii) aprobación previa del Consejo de Administración para las transacciones que involucren Unión, sus organismos y fundaciones, con aprobación de al menos 2/3 de sus miembros.

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

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

La Compañía lleva a cabo, y espera seguir para llevar a cabo negocios en el curso ordinario de varias operaciones realizadas con sus empresas conjuntas, empresas asociadas, fondos de pensiones, así como con su accionista controlante, 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:

	2016		31.12.2016	2015		31.12.2015	2014
	Resultado	Activo	Pasivo	Resultado	Activo	Pasivo	Resultado
Negocios conjuntos y asociadas							
Distribuidoras estatales de gas	1.740	246	69	3.021	255	72	4.507
Empresas del sector petroquímico	3.578	131	27	3.676	144	45	7.703
Otros negocios conjuntos y asociadas	462	178	382	571	134	453	537
Subtotal	5.780	555	478	7.268	533	570	12.747
Entidades gubernamentales							
Títulos gubernamentales	130	1.113	-	342	1.115	-	662
Bancos controlados por el Gobierno Federal	(3.073)	4.114	19.860	(4.121)	2.607	24.336	(3.246)
Cuentas por cobrar del Sector Eléctrico (nota explicativa 8.4)	962	4.922	2	1.618	3.415	-	2.364
Cuenta petróleo y alcohol - Créditos con el Gobierno Federal (nota explicativa 19.2)	5	268	-	5	219	-	3
Gobierno Federal (dividendos e intereses sobre capital)	-	-	-	-	-	-	22
Otros	200	408	333	14	306	316	73
Subtotal	(1.776)	10.825	20.195	(2.142)	7.662	24.652	(122)
Planes de pensión	-	48	99	-	36	110	1
Total	4.004	11.428	20.772	5.126	8.231	25.332	12.626
Ingresos, principalmente ventas	6.558	-	-	8.544	-	-	14.297
Variaciones monetarias y cambiarias, netas	(284)	-	-	(1.486)	-	-	(465)
Ingresos (gastos) financieros, netos	(2.270)	-	-	(1.932)	-	-	(1.206)
Activo corriente	-	3.062	-	-	2.255	-	-
Activo no corriente	-	8.366	-	-	5.976	-	-
Pasivo corriente	-	-	4.037	-	-	3.248	-
Pasivo no corriente	-	-	16.735	-	-	22.084	-
Total	4.004	11.428	20.772	5.126	8.231	25.332	12.626

19.2 Cuentas petróleo y alcohol – a cobrar del Gobierno Federal

Al 31 de diciembre de 2016, el saldo ajustado a la inflación de la cuenta era de US\$ 268 (US\$ 219 al 31 de diciembre de 2015) y podrá ser liquidado por el Gobierno Federal por medio de la emisión de títulos del Tesoro Nacional, de valor igual al saldo final de la confrontación de cuentas con el Gobierno Federal, de acuerdo con lo previsto en la Medida Provisional n° 2.181, del 24 de agosto de 2001, o mediante compensación con otros montos que Petrobras, eventualmente, esté debiendo al União Federal en esa época, incluso los relativos a impuestos o una combinación de las operaciones anteriores.

Con el objetivo de concluir la liquidación de cuentas con el Gobierno Federal, Petrobras prestó todas las informaciones requeridas por la Secretaría del Tesoro Nacional - STN, para resolver las diferencias aún existentes entre las partes.

Considerando agotado el proceso de negociación entre las partes, en la esfera administrativa, la Administración de la Compañía decidió realizar cobro judicial del referido crédito, para liquidación del saldo de la cuenta de petróleo y alcohol, habiendo para ello interpuesto acción en julio de 2011.

En sentencia judicial de 28 de octubre de 2016, el juez aceptó la manifestación de un perito judicial rechazando la compensación de crédito requerida por la Unión en relación con la supuesta deuda de la extinguida empresa Petrobras Comercio Internacional S.A. - Interbras. Todavía caben apelaciones procesales.

19.3 Remuneración del personal clave de la Compañía

El plan de carrera 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 directivo.

Las remuneraciones de los empleados, incluyendo a los ocupantes de funciones gerenciales y directivos de Petrobras, relativas a los meses de diciembre de 2016 y 2015 fueron las siguientes:

Remuneración por empleado (en US\$)	Dic/2016	Dic/2015
Menor remuneración	934,64	731,99
Remuneración promedio	5.376,73	4.315,36
Mayor remuneración	27.996,49	23.442,18
Remuneración por directivo de Petrobras (mayor)	35.453,09	27.780,21

Las remuneraciones totales del personal clave de la Administración de Petrobras se presentan a continuación:

	2016			2015		
	Consejo de Administración			Consejo de Administración		
	Directorio Ejecutivo	(titulares y suplentes)	Total	Directorio Ejecutivo	(titulares y suplentes)	Total
Salarios y beneficios	3,4	0,4	3,8	3,9	0,4	4,3
Cargas sociales	1,0	0,1	1,1	1,0	0,1	1,1
Pensión	0,4	-	0,4	0,4	-	0,4
Beneficios motivados por la cesación del ejercicio del cargo	0,2	-	0,2	-	-	-
Remuneración total - competencia	5,0	0,5	5,5	5,3	0,5	5,8
Remuneración total - pago realizado	5,0	0,5	5,5	5,3	0,5	5,8
Número de miembros - media en el período (*)	7,67	11,00	18,67	8,00	13,67	21,67
Número de miembros remunerados - media en el período (**)	7,67	9,33	17,00	8,00	11,33	19,33

(*) 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.

Los honorarios de los directores y de los consejeros en el ejercicio de 2016 en el consolidado ascendieron a US\$ 22,2 (US\$ 20,3 en 2015).

La remuneración de los miembros de las Comisiones Asesoras del Consejo de Administración debe ser considerada separable del límite global del sistema de compensación fijado para los administradores, es decir, los valores percibidos no son clasificados como remuneración de los administradores.

Los suplentes del Consejo de Administración que participaron en estas Comisiones Asesoras, hasta abril de 2016, tuvieron derecho a una remuneración total de US\$ 14 mil en 2016, y teniendo-se en cuenta los cargos sociales, los valores pasan a US\$ 17 mil.

20 Provisiones para desmantelamiento de áreas

Pasivo no corriente	2016	2015
Saldo inicial	9.150	8.267
Revisión de provisión	(564)	4.493
Transferencias de pasivos mantenidos para venta (*)	(35)	(125)
Utilización por pagos	(730)	(1.242)
Actualización de intereses	660	231
Otros	(41)	121
Ajuste acumulado de conversión	1.812	(2.595)
Saldo final	10.252	9.150

(*) Incluye US\$ 126 referentes a los campos de Bijupirá y Salema por la rescisión de los contratos de venta, US\$ 52 por la intención de venta de participación de los campos de Lapa, Sururu, Berbigão y Oeste de Atapu y US\$ 109 transferidos por la venta de la controlada PESA.

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, y cuando hay indicios de cambios en sus premisas.

En el año de 2016, las revisiones de provisión fueran generadas principalmente por el aumento de la tasa de descuento, ajustada al riesgo (de 6,73% a.a. en 31 de diciembre de 2015 para 7,42% a.a., en 31 de diciembre de 2016). Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento en la revisión de las estimaciones del abandono de los pozos, impactada principalmente por la entrada de nuevos pozos y equipos para abandono.

21 Impuestos

21.1 Impuestos sobre la ganancia y otros impuestos

Impuestos sobre la renta	Activo corriente		Pasivo corriente	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Impuestos en Brasil	595	959	112	62
Impuestos en el exterior	7	24	15	43
Total	602	983	127	105

Otros impuestos	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente(*)	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Impuestos en Brasil								
ICMS corriente / diferido	969	807	676	605	1.078	1.045	-	-
PIS y COFINS corriente / diferido	710	746	2.262	2.026	463	487	-	-
CIDE	22	18	-	-	118	115	-	-
Participación especial	-	-	-	-	1.232	622	-	-
Impuestos retenidos en la fuente	-	-	-	-	486	435	-	15
REFIS y PRORELIT	-	-	-	-	28	274	-	11
Otros impuestos	165	150	191	184	190	244	20	-
Total en Brasil	1.866	1.721	3.129	2.815	3.595	3.222	20	26
Impuestos en el exterior	34	44	12	6	33	143	-	-
Total	1.900	1.765	3.141	2.821	3.628	3.365	20	26

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

21.2 Programa de Recuperación Fiscal (REFIS)

El 16 de julio de 2015, debido a la decisión desfavorable en nivel administrativo, Petrobras pagó la actuación elaborada por la Receita Federal del Brasil, referente a la incidencia de Impuesto sobre Operaciones Financieras (IOF) en transacciones de mutuos realizadas por la Compañía con sus controladas en el extranjero durante el año de 2008, lo que resultó en un pago de US\$ 385 en efectivo y de US\$ 129 con créditos de pérdidas fiscales, en el total de US\$ 514.

Además, en vista de la publicación de la Ordenanza Conjunta RFB / PGFN n° 1064 y de la Instrucción Normativa RFB N° 1.576/15, el 3 de agosto de 2015, que aclararon cuanto a la posibilidad de inserción de nuevos débitos tributarios en el Programa de Recuperación Fiscal (REFIS), establecido por la Ley n° 12.996/14, la Compañía decidió incluir los débitos tributarios federales abajo listados:

- otras actuaciones referentes al IOF en transacciones de mutuos realizadas por la Compañía con sus controladas en el extranjero durante los años 2007, 2009 y 2010, además del tributo de misma naturaleza relativo a la totalidad de los períodos no actuados (2011 y 2012), en el monto de US\$ 1.049. A partir de 2013, la Compañía cambió su procedimiento, por lo tanto no hay riesgo de nuevas actuaciones del IOF en este tipo de operación;
- actuaciones relativas al Impuesto sobre la Renta Retenido en la Fuente (IRRF) sobre las remesas para la Petrobras International Finance Company (PifCo), para pago de operaciones de importación de petróleo y derivados, referentes a los períodos comprendidos entre 1999 hasta 2002, 2004, 2005 y 2007 hasta 2012, que asciende a US\$ 800;
- multas por incumplimiento de procedimientos relativos al despacho aduanero en las importaciones de petróleo y derivados, para el período entre 2008 y 2013, en el monto de US\$ 13; y
- actualización monetaria de REFIS en el valor de US\$ 9 en el período relativo al cuarto trimestre de 2015.

Los débitos tributarios federales fueron incluidos en la modalidad de cuotas pagas en 30 veces, con el pago en efectivo del 20% del saldo restante después de los descuentos y uso de créditos de pérdidas fiscales para liquidar intereses y multa.

Así, en el período de enero a diciembre de 2015, la Compañía reconoció en el resultado el total de US\$ 2.334, siendo US\$ 1.566 como gastos tributarios y US\$ 768 como gastos financieros. De esto monto, ya ocurrió la liquidación de US\$ 1.833, siendo US\$ 971 en efectivo, US\$ 509 en créditos fiscales y US\$ 353 en depósitos judiciales. Las parcelas restantes se incluyeron en la parcelación especial contratada con la Receita Federal del Brasil, desde la adhesión al Refis, cuyo cierre se llevó a cabo en enero de 2017 por el pago de la última cuota.

21.3 Programas de Amnistías Estatales

En 2016, Petrobras se unió a los programas de pago a la vista de las deudas tributarias debido a la amnistía para la liquidación de los impuestos administrados por el estado de São Paulo, conforme Decretos N ° 61.625/2015 y 61.788/2016 y de la Ley Complementaria Estatal N ° 333/2016 del estado de Pernambuco. En 2015, la adhesión a los programas de amnistías estatales fue con los estados de Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia, Pará y con el Distrito Federal.

En estos acuerdos, la Compañía reconoció en el resultado el total de US\$ 44 (US\$ 370 en 2015), siendo US\$ 34 (US\$ 314 en 2015) como gastos tributarios y US\$ 8 (US\$ 56 en 2015) como gastos financieros.

21.4 Programa de Reducción de Diferencias fiscales – PRORELIT

El 30 de octubre de 2015, Petrobras se unió a el PRORELIT, establecido por la Ley N ° 13.202/15 (conversión de la Medida Provisional N ° 685/15) en el valor de US\$ 17, siendo US\$ 5 en efectivo y US\$ 12 con uso de créditos de pérdidas fiscales. Las deudas se relacionaban con multas de aduana en los ejercicios de 2014 y 2015 y la actuación por deducción indebida de interés en los ejercicios de 2003 y 2004. Por lo tanto, la Compañía reconoció en el resultado US\$ 17, siendo US\$ 7 como gastos tributarios y US\$ 10 como gastos financieros en 2015.

21.5 Legislación Tributaria Brasileña

El 30 de diciembre de 2015, el Estado de Río de Janeiro publicó dos nuevas Leyes que instituyeron tributos que elevan, 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 iniciativas de ABEP - Asociación Brasileña de Empresas de Exploración y Producción de Petróleo y Gas - junto al Supremo Tribunal Federal (STF).

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, as cuales están válidas hasta la fecha.

21.6 Impuestos a las ganancias diferidos - no corriente

a) Los cambios en los impuestos diferidos se presentan a continuación

Impuestos a las ganancias en Brasil comprenden el impuesto sobre compañías (IRPJ) y contribución social sobre las ganancias netas (CSLL), cuyas alícuotas oficiales aplicables son 25% y 9%, respectivamente.

	Propiedad, planta y equipo									
	Costo con prospección	Otros (*)	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
Saldo el 1º de enero de 2015	(13,647)	(224)	3,823	(592)	526	5,718	490	2,022	(141)	(2,025)
Reconocido en el resultado del ejercicio	(1,284)	1,382	(525)	44	471	2,166	42	(157)	(96)	2,043
Reconocido en el patrimonio neto	-	14	6,490	(14)	-	(152)	-	(14)	65	6,389
Ajuste acumulado de conversión	4,608	223	(2,275)	206	(204)	(2,019)	(182)	(645)	180	(108)
Uso de créditos fiscales - REFIS y PRORELIT	-	-	-	-	-	(521)	-	-	-	(521)
Otros	-	(104)	100	6	(1)	23	3	(7)	(14)	6
Saldo el 31 de diciembre de 2015	(10,323)	1,291	7,613	(350)	792	5,215	353	1,199	(6)	5,784
Reconocido en el resultado del período	1,078	(533)	(374)	36	183	(230)	21	522	210	913
Reconocido en el patrimonio neto	-	-	(4,629)	301	-	(3)	-	1,058	-	(3,273)
Ajuste acumulado de conversión	(1,960)	106	918	(68)	179	1,094	55	252	(12)	564
Otros (**)	-	73	(16)	(9)	(26)	(36)	-	(22)	92	56
Saldo el 31 de diciembre de 2016	(11,205)	937	3,512	(90)	1,128	6,040	429	3,009	284	4,044
Impuestos diferidos activos										6,016
Impuestos diferidos pasivos										(232)
Saldo el 31 de diciembre de 2015										5,784
Impuestos diferidos activos										4,307
Impuestos diferidos pasivos										(263)
Saldo el 31 de diciembre de 2016										4,044

(*) Incluye principalmente los ajustes por pérdida en los valores de recuperación de los activos e intereses capitalizados.

(**) Incluye US\$ 77 transferidos para pasivos asociados a activos mantenidos para venta, por la venta de las controladas Liquigas, PESA y NTS.

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

Los créditos fiscales diferidos activos fueron reconocidos de acuerdo con las proyecciones de ganancia imponible en los años siguientes, apoyado por las premisas del Plan de Negocios y Gestión – PNG (2017-2021) 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 2016, la expectativa de realización de los activos y pasivos fiscales diferidos es la siguiente:

	Activos	Pasivos
2017	2.050	115
2018	326	9
2019	449	13
2020	544	14
2021	323	68
2022	239	-
2023 adelante	376	44
Parte registrada contablemente	4.307	263
País	483	-
Exterior	2.532	-
Parte no registrada contablemente	3.015	-
Total	7.322	263

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía tenía créditos tributarios en el exterior no registrados por un monto de US\$ 2.532 (US\$ 2.437 al 31 de diciembre de 2015) 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 US\$ 2.276 (US\$ 2.002 al 31 de diciembre de 2015), y en España en el valor de US\$ 256 (US\$ 435 al 31 de diciembre de 2015).

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	38
2021	133
2022	5
2023	48
2024	32
2025	6
2026	113
2027	130
2028	147
2029	162
2030 adelante	1.718
Total	2.532

21.7 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:

	2016	2015	2014
Ganancia antes de los impuestos a las ganancias	(3.665)	(9.748)	(8.824)
Impuestos sobre la renta a las tasas nominales (34%)	1.247	3.314	3.000
Ajustes para cálculo de la tasa efectiva:			
· Tasas diferenciadas para empresas en el exterior	(157)	(251)	559
· Impuestos en Brasil sobre las ganancias obtenidas en el extranjero (*)	(320)	(751)	-
· Incentivos fiscales	51	11	26
· Pérdidas fiscales no reconocidas	(265)	(554)	(1.289)
· Bajas de gastos adicionales capitalizados indebidamente (nota 3)	-	-	(907)
· Exclusiones/(Adiciones) permanentes, netas (**)	(1.080)	(658)	(338)
· Otros	(160)	(28)	270
Impuestos sobre la renta	(684)	1.137	1.321
Impuestos sobre la renta diferidos	912	2.043	3.045
Impuestos sobre la renta corrientes	(1.597)	(906)	(1.724)
Total	(684)	1.137	1.321
Tasa efectiva de impuestos sobre la renta	(18,7)%	11,7%	15,0%

(*) Gastos por impuesto sobre la renta y contribución social en Brasil, relativos a las ganancias obtenidas hasta 31 de diciembre de 2016, por participadas en el extranjero, conforme Ley 12.973/2014.

(**) Incluye método de la participación y los efectos acumulados de conversión reclasificados para resultado por la venta de PESA y Nansei (nota 10.1).

22 Beneficios concedidos a los empleados

	2016	2015
Pasivo		
Plan de Pensión Petros	10.752	5.938
Plan de Pensión Petros 2	293	71
Plan de Salud AMS	11.214	6.753
Otros	38	88
Total	22.297	12.850
Corriente	820	655
No Corriente	21.477	12.195
Total	22.297	12.850

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 formado por Petrobras como una persona jurídica de derecho privado, sin fines de lucro, con autonomía administrativa y financiera.

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. El plan está cerrado para los empleados admitidos a partir de septiembre de 2002.

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

El 31 de julio de 2016, se registró un resultado de déficit de US\$ 6.934 para el Plan Petros. De acuerdo con la Resolución 22/2015 del Conselho Nacional de Previdência Complementar (CNPc), que regula la cuestión de resolver los déficits, este monto fue mayor que el límite máximo establecido en esa misma Resolución. En el caso del Plan Petros, este límite fue evaluado en US\$ 2.025, lo que, a su vez, generaría un valor mínimo de US\$ 4.909 que debe ser pagado, a partes iguales, por los participantes y patrocinadores, en un período de 1,5 veces la duración del pasivo del plan, que se estima a 18 años, bajo las directrices de un plan de Resolución de Deudas.

Además, de conformidad con las disposiciones de dicha Resolución, la Fundación Petros debería haber desarrollado y aprobado tal Plan de Resolución de Deudas a través de su Consejo Deliberativo, tras el consentimiento de las empresas patrocinadoras, hasta el 31 de diciembre de 2016, y debería tenerlo implementado dentro de 60 días después de su aprobación.

La Fundación presentó una solicitud de un Término de Ajuste de Conducta (TAC), que está siendo analizado, para la Superintendencia Nacional de Previdência Complementar (PREVIC), el organismo regulador del sector de planes de pensión, pidiendo permiso para ampliar el plazo para la aplicación del Plan de Resolución de Deudas del ejercicio de 2015 para aproximadamente 210 días después de la aprobación del TAC, alegando razones técnicas y de gestión de la Fundación. Teniendo en cuenta estos hechos, se estima que Petrobras, como patrocinadora del plan, debe comenzar a pagar contribuciones adicionales al Plan Petros en virtud de este plan de pagos/resolución de deudas sólo después del plazo establecido en el TAC.

Al 31 de diciembre de 2016, los saldos de los Términos de Compromiso Financiero - TCF, firmados en 2008 por la Compañía y Petros, ascendían a US\$ 3.630. 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 US\$ 1.979, los cuales están en fase de revisión.

Para el ejercicio de 2017, las contribuciones esperadas para el plan suman US\$ 191 y el pago de intereses sobre el TCF, US\$ 221.

La duración media del pasivo actuarial del plan al 31 de diciembre de 2016 es de 11,42 años (10,06 años en 31 de diciembre de 2015).

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 controladas 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., 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 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 en el mes respectivo del pago. En 2016, la contribución de la Compañía para la parte de contribución definida fue de US\$ 267.

La parte de la contribución con características de beneficio definido se suspende entre 1 julio de 2012 a 30 de junio de 2017, 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 Fundação Petros. Por lo tanto, cualquier contribución de este período se destina a la cuenta individual del participante.

Las contribuciones esperadas de las patrocinadoras para 2017 son de US\$ 262 referente a la parte del plan de contribución definida.

La duración media de los pasivos del plan de la fecha base 31 de diciembre de 2016 es 43,20 años (29,58 años en 31 de diciembre de 2015).

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 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.

Con la venta de las empresas Petrobras Argentina y Nansei Sekiyu, la Compañía no es más patrocinadora de los respectivos planes de pensión y salud en 31 de diciembre de 2016. Además, el Consejo de Administración de la Compañía aprobó la venta de su participación en la subsidiaria Liquigas y, así, el pasivo actuarial fue reclasificado para pasivos asociados a activos mantenidos para venta. Mayores informaciones en la nota 10.1.

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.

Petros elabora políticas 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 gestionadas por ella, teniendo en cuenta los parámetros de liquidez y solvencia, adoptando el horizonte de simulación de 30 años.

Los límites de la asignación de determinados activos de la política de inversión del Plano Petros de Sistema Petrobras, en el período 2017-2021 son los siguientes: 40% 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 7% en las inversiones estructuradas. Si bien la asignación limita el Plan Petros 2 para el mismo periodo son: 60% a 100% en renta fija, el 0% 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 4% 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 mensuración, son los siguientes:

Categoría del Activo	2016				2015	
	Precios cotizados en mercado activo	Precios no cotizados en mercado activo	Valor razonable total	%	Valor razonable total	%
Renta fija	6.606	1.166	7.772	50%	5.451	43%
Títulos privados	-	68	68	-	159	-
Títulos públicos	6.606	-	6.606	-	4.362	-
Otras inversiones	-	1.098	1.098	-	930	-
Renta variable	4.949	113	5.062	33%	4.478	36%
Acciones al contado	4.949	-	4.949	-	4.309	-
Otras inversiones	-	1.098	1.098	-	169	-
Inversiones Estructuradas	-	773	773	5%	978	8%
Fondos de Private Equity	-	670	670	-	894	-
Fondos de Venture Capital	-	17	17	-	9	-
Fondos inmobiliarios	-	86	86	-	75	-
Inmuebles	-	1.243	1.243	8%	1.075	9%
	11.555	3.295	14.850	96%	11.982	96%
Préstamos a participantes			695	4%	531	4%
			15.545	100%	12.513	100%

Al 31 de diciembre de 2016, las inversiones incluyen acciones ordinarias y preferentes de Petrobras por un valor de US\$ 11 y de US\$ 45, respectivamente, e inmuebles alquilados por la Compañía por un valor de US\$ 457.

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

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, Araucaria Nitrogenados 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 de 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 nuevos techos como un mayor consumo de la salud. En este sentido, la Compañía busca mitigar este riesgo a través de la mejora continua de sus procedimientos técnicos y administrativos, así como de los diversos programas que se ofrecen a los beneficiarios.

Los empleados contribuyen con un monto mensual predefinido para cobertura de gran riesgo y con una parte de los gastos en que se incurre referentes a las demás coberturas, ambas establecidas de acuerdo con las tablas de participación basadas en determinados parámetros, incluyéndose los niveles salariales, 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. La Compañía paga los beneficios basándose en los costos en que incurren los participantes.

La duración media de los pasivos del plan de la fecha base 31 de diciembre de 2016 es 22,04 años (21,54 años en 31 de diciembre de 2015).

22.5 Obligaciones y gastos netos actuariales, calculados por actuarios independientes y valor razonable de los activos de los planes

Se agregaron las informaciones de todos los planes de beneficios una vez que el total de activos y de obligaciones de esos planes de pensión no es significativo.

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

	2016				
	Plan de pensión	Plan de Salud		Otros planes	Total
	Petros	Petros 2	AMS		
Movimiento del valor presente de las obligaciones actuariales					
Obligación actuarial al inicio del ejercicio	18.170	297	6.753	143	25.363
Costo de los intereses :	2.900	48	1.093	9	4.050
· Con Término de Compromiso Financiero	427	-	-	-	427
· Actuarial	2.473	48	1.093	9	3.623
Costo del servicio corriente	83	21	128	18	250
Contribuciones de los empleados	92	-	-	-	92
Beneficios pagados, netos de contribuciones de asistidos	(1.332)	(16)	(351)	(2)	(1.701)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas - la experiencia	(1.357)	(12)	(778)	1	(2.146)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas - supuestos demográficos	74	(6)	(40)	1	29
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas - Las hipótesis financieras	3.551	276	2.994	12	6.833
Otros	-	-	-	(128)	(128)
Ajustes acumulados de conversión	3.691	70	1.415	24	5.200
Obligación actuarial al final del ejercicio	25.872	678	11.214	78	37.842
Cambios en el valor razonable de los activos del plan					
Valor razonable de los activos del plan al inicio del ejercicio	12.233	226	-	54	12.513
Ingresos por intereses	1.955	36	-	5	1.996
Contribuciones pagadas por la patrocinadora (Compañía)	195	-	354	9	558
Contribuciones pagadas por los participantes	92	-	-	-	92
Término de Compromiso Financiero pago por la Compañía	202	-	-	-	202
Beneficios pagados	(1.332)	(16)	(351)	(2)	(1.701)
Nueva medición: retorno sobre los activos inferior a los ingresos por intereses	(667)	87	-	-	(580)
Otros	-	-	-	(35)	(35)
Ajustes acumulados de conversión	2.442	52	(3)	9	2.500
Valor razonable de los activos del plan al final del ejercicio	15.120	385	0	40	15.545
Valores reconocidos en el balance general					
Valor presente de las obligaciones	25.872	678	11.214	78	37.842
(-) Valor razonable de los activos del plan	(15.120)	(385)	-	(40)	(15.545)
Pasivo actuarial neto al 31 de diciembre	10.752	293	11.214	38	22.297
Movimiento del pasivo actuarial neto					
Saldo a 1 de enero	5.937	71	6.753	89	12.850
(+) Efectos de la nueva medición reconocidos en otros resultados integrales	2.935	171	2.176	14	5.296
(+) Costos habidos en el ejercicio	1.028	33	1.221	22	2.304
(-) Pago de contribuciones	(195)	-	(354)	(9)	(558)
(-) Pagos del Término de Compromiso Financiero	(202)	-	-	-	(202)
Otros	-	-	-	(93)	(93)
Ajustes acumulados de conversión	1.249	18	1.418	15	2.700
Saldo al 31 de diciembre	10.752	293	11.214	38	22.297

	2015				
	Plan de pensión		Plan de Salud		
	Petros	Petros 2	AMS	Otros planes	Total
Movimiento del valor presente de las obligaciones actuariales					
Obligación actuarial al inicio del ejercicio	27.709	543	9.019	167	37.438
Costo de los intereses :	2.847	56	933	19	3.855
· Con Término de Compromiso Financiero	454	-	-	-	454
· Actuarial	2.393	56	933	19	3.401
Costo del servicio corriente	77	35	58	12	182
Contribuciones de los empleados	102	-	-	-	102
Beneficios pagados	(1.213)	(5)	(347)	(4)	(1.569)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas - la experiencia	(521)	4	(764)	(4)	(1.285)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas - supuestos demográficos	(46)	(49)	3	(1)	(93)
Nueva medición: (Ganancias) / pérdidas - Las hipótesis financieras	(2.025)	(95)	853	(7)	(1.274)
Otros	-	-	-	23	23
Ajustes acumulados de conversión	(8.760)	(192)	(3.002)	(62)	(12.016)
Obligación actuarial al final del ejercicio	18.170	297	6.753	143	25.363
Cambios en el valor razonable de los activos del plan					
Valor razonable de los activos del plan al inicio del ejercicio	19.835	256	-	60	20.151
Ingresos por intereses	2.046	27	-	4	2.077
Contribuciones pagadas por la patrocinadora (Compañía)	193	-	349	7	549
Contribuciones pagadas por los participantes	102	-	-	-	102
Término de Compromiso Financiero pago por la Compañía	165	-	-	-	165
Beneficios pagados, netos de contribuciones de asistidos	(1.213)	(5)	(347)	(4)	(1.569)
Nueva medición: retorno sobre los activos inferior a los ingresos por intereses	(2.744)	40	-	(1)	(2.705)
Otros	-	-	-	13	13
Ajustes acumulados de conversión	(6.151)	(92)	(2)	(25)	(6.270)
Valor razonable de los activos del plan al final del ejercicio	12.233	226	-	54	12.513
Valores reconocidos en el balance general					
Valor presente de las obligaciones	18.170	297	6.753	143	25.363
(-) Valor razonable de los activos del plan	(12.233)	(226)	-	(54)	(12.513)
Pasivo actuarial neto al 31 de diciembre	5.937	71	6.753	89	12.850
Movimiento del pasivo actuarial neto					
Saldo a 1 de enero	7.874	287	9.019	107	17.287
(+) Efectos de la nueva medición reconocidos en otros resultados integrales	152	(180)	92	(11)	53
(+) Costos habidos en el ejercicio	878	64	991	27	1.960
(-) Pago de contribuciones	(193)	-	(349)	(7)	(549)
(-) Pagos del Término de Compromiso Financiero	(165)	-	-	-	(165)
Otros	-	-	-	10	10
Ajustes acumulados de conversión	(2.609)	(100)	(3.000)	(37)	(5.746)
Saldo al 31 de diciembre	5.937	71	6.753	89	12.850

b) Componentes del costo por beneficio definido

	2016				
	Plan de pensión		Plan de Salud		
	Petros	Petros 2	AMS	Otros Planes	Total
Costo del servicio corriente	83	21	128	18	250
Costo de intereses sobre pasivo/(activo) netos	945	12	1.093	4	2.054
Costo en el período	1.028	33	1.221	22	2.304
Relativa a empleados activos:					
Absorbida en el costo de las actividades	257	18	287	2	564
Directamente en el resultado	128	11	154	19	312
Relativa a los inactivos	643	4	780	1	1.428
Costo neto en el ejercicio	1.028	33	1.221	22	2.304

	2015				
	Plan de pensión		Plan de Salud		
	Petros	Petros 2	AMS	Otros Planes	Total
Costo del servicio corriente	77	35	58	12	182
Costo de intereses sobre pasivo/(activo) netos	801	29	933	15	1.778
Costo en el período	878	64	991	27	1.960
Relativa a empleados activos:					
Absorbida en el costo de las actividades	258	33	204	2	497
Directamente en el resultado	133	27	128	24	312
Relativa a los inactivos	487	4	659	1	1.151
Costo neto en el ejercicio	878	64	991	27	1.960

	2014				
	Plan de pensión		Plan de Salud		
	Petros	Petros 2	AMS	Otros Planes	Total
Costo del servicio corriente	58	33	176	11	278
Costo de intereses sobre pasivo/(activo) netos	736	16	969	13	1.734
Otros	-	-	10	-	10
Costo en el período	794	49	1.155	24	2.022
Relativa a empleados activos:					
Absorbida en el costo de las actividades	255	26	347	(1)	627
Directamente en el resultado	140	22	179	24	365
Relativa a los inactivos	399	1	629	1	1.030
Costo neto en el ejercicio	794	49	1.155	794	2.022

c) Análisis de sensibilidad

La variación del 1p.p. en las premisas de tasa de descuento y de costos médicos tendría los siguientes impactos:

	Tasa de descuento				Costos médicos	
	Pensión		Salud		Salud	
	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps	+100 bps	-100 bps
Obligación actuarial	(2.503)	3.047	(1.334)	1.659	1.676	(1.376)
Custo del servicio e intereses	(4)	183	(75)	91	228	(184)

d) Premisas actuariales adoptadas en el cálculo

	2016	2015
Tasa de descuento - (Real)	5,74% ⁽¹⁾ / 5,69% ⁽²⁾ / 5,72% ⁽³⁾	7,33% ⁽¹⁾ / 7,28% ⁽²⁾ / 7,32% ⁽³⁾
Inflación (IPCA)	4,87% ^{(1) (2) (3) (4)}	6,87% ^{(1) (2) (3) (4)}
Tasa de descuento nominal (Real + inflación)	10,89% ⁽¹⁾ / 10,84% ⁽²⁾ / 10,87% ⁽³⁾	14,70% ⁽¹⁾ / 14,65% ⁽²⁾ / 14,69% ⁽³⁾
Tasa de crecimiento de los salarios - Real	1,53% ^{(1) (5)} / 2,58% ^{(2) (5)}	1,48% ^{(1) (5)} / 2,79% ^{(2) (5)}
Tasa de crecimiento nominal de los salarios (Real + inflación)	6,47% ^{(1) (5)} / 7,57% ^{(2) (5)}	8,45% ^{(1) (5)} / 9,85% ^{(2) (5)}
Tasa de rotación de los planes de salud	0,597% a.a. ⁽⁶⁾	0,753% a.a. ⁽⁶⁾
Tasa de rotación de los planes de pensiones	Nula	Nula
Cambio de los gastos médicos y hospitalarios	13,91% a 4,00% a.a. ⁽⁷⁾	14,92% a 3,70% a.a. ⁽⁷⁾
Mortalidad	EX-PETROS 2013 (ambos sexos) (1) (3)	EX-PETROS 2013 (ambos sexos) (1) (3)
Discapacidad	AT-2000 femenino, suavizado en un 10% (2)	AT 2000, femenino, suavizado en un 10% (2)
	TASA 1927 (1) (3) / LIGHT bajo (2)	TASA 1927 (1) (3) / Álvaro Vindas (2)
	AT 49 Masculino aumentó en un 10% (1) (3)	AT 49 Masculino aumentó en un 10% (1) (3)
Inválida Mortalidad	IAPB 1957 bajo (2)	IAPB 1957 bajo (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 4,87% para 2017, alcanzando el 4,00% en 2026 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

	2016			
	Plan de pensión		Plan de salud	Otros planes
	Petros	Petros 2	AMS	
Hasta 1 año	1.800	23	409	1
1 a 2 años	1.581	23	430	1
2 a 3 años	1.521	24	450	1
3 a 4 años	1.469	24	465	1
Más de 4 años	19.501	584	9.460	74
Total	25.872	678	11.214	78

22.6 Otros planes de contribución definida

Petrobras, por medio de sus controladas 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 2016, reconocidas en el resultado, ascendieron a US\$ 5.

22.7 Plan de Incentivo al Retiro Voluntario

En enero de 2014, la Compañía implementó el Plan de Incentivo a la Desvinculación Voluntaria (PIDV), que es fruto del Programa de Optimización de Productividad (POP), con vistas a contribuir al cumplimiento de las metas de desempeño del Plan de Negocios y Gestión.

La Compañía implementó algunos Programas de incentivo a la desvinculación voluntaria en el periodo de enero de 2014 a 31 de diciembre de 2016, conforme descrito a continuación:

- Petrobras (PIDV 2014) – el período de inscripción ocurrió del 12 de febrero al 31 de marzo de 2014, siendo reabierto en el período del 30 de noviembre al 18 de diciembre de 2015, para los empleados que desistieron o excluidos, permitiendo la revalidación de la inscripción en carácter voluntario, con inscripción de 7.634 funcionarios, de los cuales 6.878 ya fueron desvinculados y 415 desistieron;
- Petrobras Distribuidora (PIDV BR 2014) – el período de inscripciones ocurrió de 12 de febrero de 2014 a 31 de marzo de 2014, con adhesión de 712 funcionarios, de los cuales 656 ya fueron desvinculados y 55 desistieron;
- Petrobras Distribuidora (PIDV BR 2015) – el período de inscripción ocurrió del 13 de octubre al 30 de diciembre de 2015, con adhesión de 345 funcionarios, de los cuales 316 ya fueron desvinculados y 29 desistieron;
- Petrobras (PIDV 2016) – el período de inscripción ocurrió del 1er de abril al 31 de agosto de 2016, con adhesión de 11.866 funcionarios, de los cuales 5.312 funcionarios ya fueron desvinculados y 393 desistieron;
- Petrobras Distribuidora (PIDV BR 2016) – el período de inscripción ocurrió del 1er de noviembre al 30 de diciembre de 2016, con adhesión de 1.105 funcionarios, con estimación de desvinculación a partir de 17 de enero de 2017.

De este modo, la Compañía ya registró un total de 13.162 desvinculaciones en los programas arriba listados.

Los cambios en la provisión en 2016 se muestran a continuación:

Saldo el 31 de diciembre de 2015	199
Nuevos inscriptos PIDV Petrobras 2016	1.239
Revisión de provisión	(11)
Utilización por desvinculación	(656)
Ajustes acumulados de conversión	40
Saldo el 31 de diciembre de 2016	811
Corriente	811
No corriente	-

23 Patrimonio neto

23.1 Capital social realizado

El 31 de diciembre de 2016, el capital suscrito e integrado, en un valor de US\$ 107.380, con costos de emisión de US\$ 279, 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 caso de reembolso del capital, no aseguran derecho a voto y no son convertibles en acciones ordinarias.

23.2 Transacciones de capital

a) Gastos con emisión de acciones

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

b) Cambio de participación en controladas

Diferencias entre el monto pagado y el valor contable resultante de los cambios en las participaciones en entidades controladas, 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. Los principales cambios en la participación en subsidiarias se exponen en la nota 11.

23.3 Reservas de ganancias

a) 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.

b) 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.

c) 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 tres últimos ejercicios que se utilizará para la constitución de reserva de incentivo en periodos posteriores es US\$ 31, siendo US\$ 16 del ejercicio de 2016, US\$ 7,5 del ejercicio de 2015 y US\$ 7,5 del ejercicio de 2014.

d) 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 2016, el saldo de las pérdidas acumuladas obligatoriamente será absorbido por la reserva de retención de ganancias, en el valor de US\$ 4.838.

23.4 Otros resultados integrales

En el ejercicio de 2016, fueron reconocidos como otros resultados integrales, principalmente, los siguientes efectos:

- En ajuste acumulado de conversión de debe, el monto de US\$ 10.986, 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 Participaciones S.L. – “PPSL” y de “Nansei Sekiyu – NSS”, como se describe en la nota explicativa 10.1, la Compañía efectuó la transferencia del monto de US\$ 1.457 para otros gastos netos de los efectos cambiarios cumulativos de conversión generados por la depreciación cambiaria del Peso Argentino y del Iene en relación al Dólar, a partir de la fecha de adquisición de estas participaciones hasta las fechas de venta;
- Pérdidas actuariales con planes de beneficios definidos en el monto de US\$ 5.296, neto de impuestos;
- En hedge de flujo de efectivo de exportación, el patrimonio neto fue acrecido en el período en US\$ 10.779, neto de impuestos y del efecto de reclasificación de parte de la variación cambiaria para el resultado, totalizando el 31 de diciembre de 2016 el valor de US\$ 11.297, 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 divide 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 terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, teniendo en cuenta la falta de ganancia, no hay pago de dividendos ni intereses sobre el capital propio propuestos por el Consejo de Administración.

23.6 Ganancia (pérdida) por acción

	2016			2015			2014		
	Ordinarias	Preferidas	Total	Ordinarias	Preferidas	Total	Ordinarias	Preferidas	Total
Pérdida atribuible a los accionistas de Petrobras atribuible igualmente entre las clases de acciones	(2.760)	(2.078)	(4.838)	(4.821)	(3.629)	(8.450)	(4.203)	(3.164)	(7.367)
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	7.442.454.142	5.602.042.788	13.044.496.930
Pérdida básica y diluida por acción (US\$ por acción)	(0,37)	(0,37)	(0,37)	(0,65)	(0,65)	(0,65)	(0,56)	(0,56)	(0,56)

El resultado básico por acción se calcula dividiendo la ganancia (o pérdida) del ejercicio atribuible a los accionistas de la Compañía por el promedio ponderado de la cantidad de acciones en circulación.

El resultado diluido por acción se calcula ajustando la ganancia (o pérdida) y el promedio ponderado de la cantidad de acciones considerándose la conversión de todas las acciones posibles con efecto de dilución (instrumentos de capital o contratos que puedan generar emisión de acciones).

Los resultados 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

	2016	2015	2014
Ingresos brutos de ventas	102.895	121.490	174.031
Cargas de ventas (*)	(21.490)	(24.176)	(30.374)
Ingresos de ventas (**)	81.405	97.314	143.657
Diesel	25.524	30.532	42.586
Gasolina	16.263	16.320	23.702
Combustible de aviación	2.573	3.325	4.357
GLP	3.083	2.881	5.622
Nafta	2.472	2.594	3.729
Oleo combustible (incluye bunker)	1.167	2.297	5.562
Otros productos derivados del petróleo	3.372	3.468	5.771
Subtotal de productos derivados del petróleo	54.454	61.417	91.329
Gas natural	3.952	5.894	8.035
Etanol, nitrogenados y renovables	3.743	3.868	3.862
Electricidad, servicios y otros	2.753	4.850	8.384
Mercado nacional	64.902	76.029	111.610
Exportaciones	8.439	9.692	13.930
Ventas en el exterior (***)	8.064	11.593	18.117
Mercado extranjero	16.503	21.285	32.047
Ingresos de ventas (**)	81.405	97.314	143.657

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

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

(***) Ingresos de ventas en el exterior a excepción de las exportaciones.

En 2016, el total de las ventas para los dos clientes terceros que representan cerca de 10% o más del total de venta de la Compañía fue de US\$ 8.640 (US\$ 9.793 en 2015 y US\$ 14.171 en 2014) y US\$ 7.691 (US\$ 8.146 en 2015 y US\$ 11.937 en 2014), generando efectos principalmente en el segmento de Abastecimiento.

25 Otros gastos netos

	2016	2015	2014
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(1.859)	(1.239)	(1.089)
Realización de ajustes acumulados de conversión	(1.457)	-	-
Planes de pensión y salud (inactivos)	(1.428)	(1.151)	(1.030)
(Pérdidas) / Ganancias con procesos judiciales, administrativos y arbitrales	(1.393)	(1.569)	(194)
Gastos con PIDV	(1.228)	(115)	(1.035)
Pérdidas en créditos de liquidación dudosa de otras cuentas por cobrar	(671)	(374)	(182)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(253)	(428)	(743)
Provisión para asunción de deudas de proveedores con subcontratadas	(105)	-	-
Gastos operativos con termoeléctricas	(96)	(119)	(304)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(80)	(95)	(143)
Resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato"	131	72	-
Subvenciones y asistencias gubernamentales	173	17	61
Contratos de ship/take or pay	282	225	256
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	293	(758)	(481)
Gastos /Resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	569	530	360
Resultado relacionado al desmantelamiento de áreas	1.491	(144)	(443)
Otros	424	(197)	(770)
Total	(5.207)	(5.345)	(5.737)

(*) Incluye áreas devueltas y proyectos cancelados.

26 Costos y Gastos por naturaleza

	2016	2015	2014
Materia prima y productos para la reventa	(18.870)	(29.110)	(58.539)
Materiales, servicios, fletes, alquileres y otros	(14.920)	(20.951)	(23.847)
Depreciación, agotamiento y amortización	(13.965)	(11.591)	(13.023)
Gastos con personal	(9.984)	(9.079)	(13.215)
Reversión / (pérdida) en el valor de recuperación de los activos - Impairment	(6.193)	(12.299)	(16.823)
Participación gubernamental	(4.879)	(6.064)	(13.500)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(1.859)	(1.239)	(1.089)
(Pérdidas) / Ganancias con procesos judiciales, administrativos y arbitrales	(1.393)	(1.569)	(194)
Realización de ajustes acumulados de conversión	(1.457)	-	-
Proyectos sin viabilidad económica (incluyendo pozos secos y bonos de firma)	(1.281)	(1.441)	(2.178)
Pérdidas en créditos de liquidación dudosa	(1.131)	(941)	(2.378)
Gastos tributarios	(714)	(2.796)	(760)
Variación de los inventarios	(437)	(155)	(1.181)
Provisión para asunción de deudas de proveedores con subcontratadas	(105)	-	-
Resultado con enajenaciones/bajas de activos	293	(758)	(924)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(253)	(428)	(743)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(80)	(95)	(143)
Resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato"	131	72	(2.527)
Total	(77.097)	(98.444)	(151.064)

Estado de Resultados

Costo de ventas	(55.417)	(67.485)	(109.477)
Gastos de ventas	(3.963)	(4.627)	(6.827)
Gastos de administración y generales	(3.319)	(3.351)	(4.756)
Gastos de exploración	(1.761)	(1.911)	(3.058)
Gastos con investigación y desarrollo	(523)	(630)	(1.099)
Gastos tributarios	(714)	(2.796)	(760)
Reversión / Pérdida en el valor de recuperación de los activos - Impairment	(6.193)	(12.299)	(16.823)
Baja de gastos adicionales capitalizados indebidamente	-	-	(2.527)
Otros gastos, netos	(5.207)	(5.345)	(5.737)
Total	(77.097)	(98.444)	(151.064)

27 Resultado financiero, neto

	2016	2015	2014
Gastos con endeudamiento	(7.764)	(6.858)	(6.734)
Variaciones cambiarias y monetarias del endeudamiento neto ^(*)	(2.507)	(3.834)	(561)
Ingresos provenientes de inversiones financieras y títulos públicos	547	693	1.007
Resultado financiero sobre endeudamiento neto	(9.724)	(9.999)	(6.288)
Cargas financieras capitalizadas	1.729	1.773	3.600
Ingresos (pérdidas) sobre instrumentos derivados	(111)	256	337
Resultados provenientes de activos financieros	5	25	(39)
Actualización financiera de la provisión para desmantelamiento	(662)	(231)	(201)
Otros gastos e ingresos financieros netos ^(**)	291	(659)	42
Otras variaciones cambiarias y monetarias netas	717	394	914
Resultado financiero neto	(7.755)	(8.441)	(1.635)
Ingresos	1.053	1.412	1.949
Gastos	(6.958)	(6.437)	(3.923)
Variaciones cambiarias y monetarias, netas	(1.850)	(3.416)	339
Total	(7.755)	(8.441)	(1.635)

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

^(**) Incluye, en 2015, US\$ 834 de gastos financieros por la adopción del REFIS, Programa de Amnistías Estatales y PRORELIT, como se describe en la nota 21.

28 Informaciones complementarias al estado de flujo de efectivo

	2016	2015	2014
Informaciones adicionales a los flujos de efectivo			
Valores pagados/ recibidos durante el período:			
Impuesto a las ganancias retenido en la fuente de terceros	932	1.034	1.852
Transacciones de inversiones y financiaciones que no envuelven efectivo			
Adquisición de propiedad, planta y equipo en crédito	123	171	123
Contratos con transferencia de beneficios, riesgos y controles de bienes	90	-	-
Constitución (reversión) de la provisión para desmantelamiento de áreas	937	4.145	1.999
Uso de depósitos judiciales y créditos fiscales para el pago de contingencia	138	960	147

29 Informaciones por segmento

El 28 de abril de 2016, la Asamblea General Extraordinaria aprobó los ajustes estatutarios de acuerdo con la nueva estructura organizacional de la Compañía y su nuevo modelo de gestión y gobernanza, con fines de alinear la organización a la nueva realidad del sector de óleo y gas, y de priorizar la rentabilidad y disciplina de capital.

La presentación de informaciones por segmento refleja la estructura de evaluación de la alta administración con relación a los desempeños y asignación de recursos de los negocios.

	E&P	Abastecimiento	Gas y Energía	Biocombustibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Activo Consolidado por área de negocio - 31.12.2016								
Corriente	5.604	12.460	3.592	405	3.039	24.934	(5.265)	44.769
No corriente	134.492	40.120	15.896	117	3.191	8.835	(437)	202.214
Realizable a largo plazo	7.630	3.312	2.006	4	1.017	6.838	(387)	20.420
Inversiones	1.449	1.104	466	13	14	6	-	3.052
Propiedad, Planta y Equipo	123.056	35.515	13.094	100	1.936	1.819	(50)	175.470
En operación	90.716	31.150	11.862	97	1.654	1.472	(50)	136.901
En construcción	32.340	4.365	1.232	3	282	347	-	38.569
Activos intangibles	2.357	189	330	-	224	172	-	3.272
Activo Total	140.096	52.580	19.488	522	6.230	33.769	(5.702)	246.983
Activo Consolidado por área de negocio - 31.12.2015								
Corriente	3.640	9.027	2.413	45	2.299	28.866	(3.111)	43.179
No corriente	120.157	36.465	17.056	437	2.971	10.589	(333)	187.342
Realizable a largo plazo	6.467	2.384	1.608	3	858	8.398	(292)	19.426
Inversiones	1.807	879	456	343	34	8	-	3.527
Propiedad, Planta y Equipo	109.724	33.032	14.674	91	1.868	1.949	(41)	161.297
En operación	79.585	28.803	12.193	81	1.581	1.485	(41)	123.687
En construcción	30.139	4.229	2.481	10	287	464	-	37.610
Activos intangibles	2.159	170	318	-	211	234	-	3.092
Activo Total	123.797	45.492	19.469	482	5.270	39.455	(3.444)	230.521

Estado consolidado del resultado por Área de Negocio

Ene-Dic/2016

	E&P	Abastecimiento	Gas y Energía	Biocombustibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Ingresos de ventas	33.675	62.588	9.401	240	27.927	-	(52.426)	81.405
Intersegmentos	32.195	17.090	2.490	231	420	-	(52.426)	-
Terceros	1.480	45.498	6.911	9	27.507	-	-	81.405
Costo de ventas	(24.863)	(48.444)	(6.790)	(264)	(25.757)	-	50.701	(55.417)
Ganancia (Pérdida) bruta	8.812	14.144	2.611	(24)	2.170	-	(1.725)	25.988
Gastos	(6.789)	(5.425)	(1.439)	(62)	(2.084)	(5.968)	87	(21.680)
Gastos de ventas	(143)	(1.846)	(768)	(2)	(1.309)	10	95	(3.963)
Gastos generales y de administración	(346)	(442)	(206)	(25)	(271)	(2.029)	-	(3.319)
Gastos de exploración	(1.761)	-	-	-	-	-	-	(1.761)
Gastos con investigación y desarrollo	(198)	(57)	(17)	(1)	-	(250)	-	(523)
Gastos tributarios	(85)	(98)	(220)	(4)	(29)	(278)	-	(714)
Impairment	(3.272)	(2.457)	(375)	(7)	(82)	-	-	(6.193)
Otros ingresos y gastos operativos, netos	(984)	(525)	147	(23)	(393)	(3.421)	(8)	(5.207)
Ganancia (Pérdida) neta antes del resultado financiero, participación y impuestos	2.023	8.719	1.172	(86)	86	(5.968)	(1.638)	4.308
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(7.755)	-	(7.755)
Resultado de participaciones en inversiones	32	(75)	80	(265)	10	-	-	(218)
Ganancia (Pérdida) neta antes de los impuestos sobre la renta	2.055	8.644	1.252	(351)	96	(13.723)	(1.638)	(3.665)
Impuestos sobre la renta	(687)	(2.964)	(397)	28	(29)	2.809	556	(684)
Ganancia (Pérdida) neta	1.368	5.680	855	(323)	67	(10.914)	(1.082)	(4.349)
Ganancia (Pérdida) neta atribuible a los:								
Accionistas de Petrobras	1.425	5.746	732	(323)	67	(11.403)	(1.082)	(4.838)
Accionistas no controlantes	(57)	(66)	123	-	-	489	-	489
Ganancia (Pérdida) neta	1.368	5.680	855	(323)	67	(10.914)	(1.082)	(4.349)

Estado consolidado por resultado de Área de Negocio

Ene-Dic/2015

	E&P	Abastecimiento	Gas y Energía	Biocombustibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Ingresos de ventas	35.680	74.321	13.145	229	33.406	-	(59.467)	97.314
Intersegmentos	34.178	22.451	2.073	213	552	-	(59.467)	-
Terceros	1.502	51.870	11.072	16	32.854	-	-	97.314
Costo de ventas	(25.171)	(60.384)	(10.539)	(252)	(30.849)	-	59.710	(67.485)
Ganancia (Pérdida) bruta	10.509	13.937	2.606	(23)	2.557	-	243	29.829
Gastos	(13.883)	(5.834)	(2.211)	(95)	(2.785)	(6.363)	212	(30.959)
Gastos de ventas	(225)	(1.999)	(511)	(2)	(2.124)	20	214	(4.627)
Gastos generales y de administración	(418)	(438)	(236)	(29)	(277)	(1.953)	-	(3.351)
Gastos de exploración	(1.911)	-	-	-	-	-	-	(1.911)
Gastos con investigación y desarrollo	(172)	(117)	(53)	(9)	(1)	(278)	-	(630)
Gastos tributarios	(160)	(709)	(412)	(2)	(69)	(1.444)	-	(2.796)
Impairment	(9.830)	(1.664)	(683)	(46)	(76)	-	-	(12.299)
Otros ingresos y gastos operativos, netos	(1.167)	(907)	(316)	(7)	(238)	(2.708)	(2)	(5.345)
Ganancia (Pérdida) neta antes del resultado financiero, participación y impuestos	(3.374)	8.103	395	(118)	(228)	(6.363)	455	(1.130)
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(8.441)	-	(8.441)
Resultado de participaciones en inversiones	(309)	356	123	(199)	9	(157)	-	(177)
Ganancia (Pérdida) neta antes de los impuestos sobre la renta	(3.683)	8.459	518	(317)	(219)	(14.961)	455	(9.748)
Impuestos sobre la renta	1.200	(2.746)	(132)	41	78	2.851	(155)	1.137
Ganancia (Pérdida) neta	(2.483)	5.713	386	(276)	(141)	(12.110)	300	(8.611)
Ganancia (Pérdida) neta atribuible a los:								
Accionistas de Petrobras	(2.480)	5.727	237	(276)	(142)	(11.816)	300	(8.450)
Accionistas no controlantes	(3)	(14)	149	-	1	(294)	-	(161)
Ganancia (Pérdida) neta	(2.483)	5.713	386	(276)	(141)	(12.110)	300	(8.611)

Estado consolidado por resultado de Área de Negocio

Ene-Dic/2014

	E&P	Abastecimiento	Gas y Energía	Biocombustibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Ingresos de ventas	68.611	114.431	18.373	266	46.893	-	(104.917)	143.657
Intersegmentos	66.336	35.484	1.730	238	1.129	-	(104.917)	-
Terceros	2.275	78.947	16.643	28	45.764	-	-	143.657
Costo de ventas	(37.220)	(118.350)	(15.698)	(311)	(43.262)	-	105.364	(109.477)
Ganancia (Pérdida) bruta	31.391	(3.919)	2.675	(45)	3.631	-	447	34.180
Gastos	(9.461)	(19.740)	(3.352)	(68)	(2.776)	(6.415)	225	(41.587)
Gastos de ventas	(77)	(2.275)	(2.239)	(2)	(2.195)	(269)	230	(6.827)
Gastos generales y de administración	(547)	(591)	(332)	(48)	(360)	(2.877)	(1)	(4.756)
Gastos de exploración	(3.058)	-	-	-	-	-	-	(3.058)
Gastos con investigación y desarrollo	(549)	(192)	(85)	(15)	(1)	(257)	-	(1.099)
Gastos tributarios	(74)	(118)	(136)	-	(33)	(399)	-	(760)
Impairment	(3.800)	(12.912)	(111)	-	-	-	-	(16.823)
Baja de gastos adicionales capitalizados indebidamente	(806)	(1.403)	(266)	-	(11)	(41)	-	(2.527)
Otros ingresos y gastos operativos, netos	(550)	(2.249)	(183)	(3)	(176)	(2.572)	(4)	(5.737)
Ganancia (Pérdida) neta antes del resultado financiero, participación y impuestos	21.930	(23.659)	(677)	(113)	855	(6.415)	672	(7.407)
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(1.635)	-	(1.635)
Resultado de participaciones en inversiones	(80)	132	211	(53)	5	3	-	218
Ganancia (Pérdida) neta antes de los impuestos sobre la renta	21.850	(23.527)	(466)	(166)	860	(8.047)	672	(8.824)
Impuestos sobre la renta	(7.674)	7.758	139	39	(295)	1.582	(228)	1.321
Ganancia (Pérdida) neta	14.176	(15.769)	(327)	(127)	565	(6.465)	444	(7.503)
Ganancia (Pérdida) neta atribuible a los:								
Accionistas de Petrobras	14.151	(15.761)	(347)	(127)	565	(6.292)	444	(7.367)
Accionistas no controlantes	25	(8)	20	-	-	(173)	-	(136)
Ganancia (Pérdida) neta	14.176	(15.769)	(327)	(127)	565	(6.465)	444	(7.503)

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 para las cuales se puede hacer una estimación confiable. 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 individuales 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;
- Procesos civiles referentes a: (i) el cobro de royalties sobre la actividad de extracción de esquisto; (ii) reclamación por incumplimiento contractual relacionado a la construcción de plataforma; (iii) acuerdos realizados y de las negociaciones en curso con autores en acciones individuales propuestas delante la Corte Federal de Nueva York; (iv) indemnización proveniente de acción de expropiación de área para la constitución de servidumbre de pasaje; y
- Proceso ambiental, referente a indemnización a los pescadores por el derramamiento de petróleo en Río de Janeiro, en enero de 2000.

Los montos de las provisiones son los siguientes:

	31.12.2016	31.12.2015
Pasivo no corriente		
Laborales	1.226	851
Fiscales	1.528	791
Civiles	575	530
Ambientales	60	72
Otros	2	3
Total	3.391	2.247

	31.12.2016	31.12.2015
Saldo Inicial	2.247	1.540
Adición	997	1.490
Utilización	(654)	(272)
Actualización de intereses	350	100
Otros	(52)	(13)
Ajuste acumulado de conversión	503	(598)
Saldo Final	3.391	2.247

30.2 Depósitos judiciales

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

	31.12.2016	31.12.2015
Activo no corriente		
Fiscales	1.803	1.044
Civiles	1.101	690
Laborales	1.006	684
Ambientales	84	78
Otros	5	3
Total	3.999	2.499

30.3 Procesos judiciales no provisionados

Los procedimientos judiciales que constituyen obligaciones presentes cuya salida de recursos no es probable o para los cuales no sea posible hacer 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 estimados para los procedimientos judiciales el 31 de diciembre de 2016, para los cuales la posibilidad de pérdida es considerada posible, son presentados en la siguiente tabla:

Naturaleza	
Fiscales	47.830
Laborales	7.225
Civiles - Generales	9.049
Civiles - Ambientales	2.172
Otros	1
Total	66.277

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

Descripción de los procesos de naturaleza fiscal	Estimativa
Actor: Secretaría de Hacienda Federal de Brasil.	
1) Incidencia del Impuesto sobre la Renta Retenido en la Fuente - IRRF y Contribución de Intervención en el Dominio Económico - CIDE y PIS/COFINS-importación sobre las remesas para el pago de fletes de embarcaciones.	
Situación actual: La cuestión involucra procesos en diversas fases administrativas y judiciales.	15.479
2) Deducción inmediata de la base de cálculo del IRPJ y CSLL de gastos con desarrollo de la producción de petróleo.	
Situación actual: La cuestión involucra procesos en fases administrativas.	6.305
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.	3.375
4) Ganancias de controladas y asociadas domiciliadas en el exterior no añadidas en la base de cálculo de IRPJ y CSLL.	
Situación actual: La cuestión envuelve procesos en diversas fases administrativas y judiciales.	3.095
5) Deducción de la base de cálculo de IRPJ y CSLL de los valores pagos al Plan Petros, así como de gastos diversos en relación con los beneficios de los empleados y Petros.	
Situación actual: La cuestión involucra procesos en diversas fases administrativas y judiciales.	2.355
6) Incidencia de contribuciones a la seguridad social en el pago de abono y gratificación contingente a los empleados.	
Situación actual: <u>Aguardando juicio de defensa y recursos en la esfera administrativa.</u>	1.053
7) 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.	656
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 o despacho aduanero de la importación de la sonda haber sido realizado en el Estado de RJ y no en el Estado de SP.	
Situación actual: La cuestión envuelve procesos en fase judicial.	1.703
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.	834
Actor: Secretaría de Hacienda de RJ y BA.	
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.	1.354
Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de RJ, SP, PR, RO y MG	
11) 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.	1.285
Actor: Municipidades de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Matarázes, Linhares, Vila Velha y Vitória.	
12) Cobro de impuesto incidente sobre servicios prestados en aguas marítimas (ISSQN) em 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.	1.117
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.	840
Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de SP, RS y SC	
14) 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.	827
Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de RJ, RN, AL, AM, PA, BA, GO, MA y SP.	
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.	755
Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de SP, CE, PB, RJ, BA y PA.	
16) Cobro y crédito de ICMS en operaciones de consumo interno de óleo bunker y de óleo diesel 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.	566
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de RJ, SP, ES y BA.	
17) Apropiación de crédito de ICMS sobre adquisiciones de mercancías que, en el entendimiento de la fiscalización, no configurarían bienes del activo de propiedad, planta y equipo.	
Situación actual: La cuestión involucra procesos aún en la esfera administrativa, y otras en la esfera judicial.	490
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de RJ, SP, SE y BA.	
18) 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.	405
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de AM, BA, RS y RJ.	
19) Cobro de ICMS por los Estados debido a controversia sobre la formación de la base de cálculo en operaciones interestadales e internas de transferencias entre establecimientos de un mismo contribuyente.	
Situación actual: La cuestión involucra procesos en diversas fases administrativas y judiciales.	351
Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de MG, MT, GO, RJ, PA, CE, BA, PR, SE, AL y RN.	

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.	341
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.	312
22) Otros procesos de naturaleza fiscal	4.332
Total de procesos de naturaleza fiscal	47.830
Descripción de los procesos de naturaleza laboral	Estimativa
Actores: Sindipetro de los estados de ES, RJ, BA, MG, SP, PE, SE, RN, CE, 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.	4.383
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, sujeto a una multa diaria. Situación actual: La Compañía presentó ante el Tribunal Superior del Trabajo para juicio de los recursos interpuestos por las partes.	369
Actores: Sindipetro de los estados de ES, RJ, BA, MG, SP, PR, CE, SC, SE, PE y RS	
3) Acciones de Clase con el fin de obtener diferencias salariales derivadas del cambio en el método de cálculo de las horas extraordinarias en las reflexiones de descanso semanal remunerado, la observación más alta que establece la Ley No. 605/49. Situación actual: El Tribunal Superior del Trabajo (TST) dio uniformidad al entendimiento favorable a la tesis de la Compañía. Hay decisiones de TST favorables a los actores en procesos individuales y colectivos juzgados antes de la referida uniformización. Cuanto al proceso propuesto por SINDIPETRO/NF (RJ): (i) la Compañía ha propuesto Acción de Rescisión procesada en TST, cuyo mérito todavía no ha sido juzgado; y (ii) el Tribunal Regional del Trabajo (TRT) de la 1ª Región dictó decisión favorable para la Compañía al juzgar su recurso de agravio de petición. Esta decisión interpretó que el título ejecutivo cambió los divisores aplicables al cálculo de las horas extraordinarias, incrementándolos, y proporcionó una reducción significativa en el valor estimado.	311
4) Otros procesos de naturaleza laboral	2.162
Total de los procesos de naturaleza laboral	7.225

Descripción de los procesos de naturaleza civil

Estimativa

Actor: Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP

1) Procesos que discuten la determinación de ANP de: unificar los campos de Lula y Cernambi, en el consorcio BM-S-11; unificar los campos de Baúna y Piracaba; unificar los campos de Tartaruga Verde y Mestiça; unificar los campos Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte y Pirambu en el Parque das Baleias, generando reflejos en el pago de las participaciones especiales (PE).

Situación actual: Las cuestiones envuelven procesos judiciales y arbitrales. Por fuerza de decisiones judiciales, los arbitrajes están suspendidos. En el caso de los campos de Lula y Cernambi, los valores de las supuestas diferencias de participaciones gubernamentales fueron depositados judicialmente, sin embargo con la casación de la liminar favorable, actualmente las diferencias han sido pagas directamente a ANP, hasta que sea reformada la decisión judicial correspondiente. En el caso de los campos de Baúna y Piracaba, por fuerza de decisión liminar concedida por el Judiciario, la Compañía deposita el monto controvertido de las PE en juicio. En el caso de la unificación de los Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte y Pirambu, en Parque das Baleias, por fuerza de decisiones judiciales y del propio tribunal arbitral, la cobranza de las supuestas diferencias de PE está suspendida. Por último, en relación al caso de Tartaruga Verde y Mestiça, el arbitraje se suspende por decisión judicial, y no hay, por ahora, un aumento en la colección de participaciones especiales, debido a la unificación.

1.992

2) Procesos administrativos que discuten la diferencia de participación especial y royalties en varios campos. También incluye la discusión de multas impuestas por la ANP por supuesto incumplimiento del programa exploratorio mínimo e irregularidades en el cumplimiento de normas aplicables a la industria de petróleo.

Situación actual: Las cuestiones envuelven procesos en diversas fases administrativas y judiciales.

1.668

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 en Brasil están en fase inicial, no habiendo sido formado el Tribunal Arbitral. La acción judicial propuesta por EIG y afiliadas alega que la Compañía habría practicado fraude al inducir los actores a invertir en "Sete", a través de comunicaciones que habrían dejado de revelar el supuesto esquema de corrupción involucrando Petrobras y "Sete". Después de audiencia en 31 de enero de 2017 ante el Tribunal Federal de Washington DC, EE.UU., se espera decisión de esta Corte en relación con la defensa preliminar presentada por Petrobras (motion to dismiss).

1.644

Actor: Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A.

4) Acción de indemnización en que busca rescaramiento por los daños causados por una conducta anticompetitiva alegada en la venta de gasolina, diesel y GLP en el mercado interno.

Situación actual: La cuestión implica proceso en procedimiento judicial, donde la Compañía fue condenada en primera instancia. La Compañía ha buscado garantizar sus derechos, dado que el CADE ha examinado la cuestión y decidido por la ausencia de la conducta anticompetitiva de la Compañía.

575

Actor: Vantage Deepwater Company y 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: El panel arbitral ha sido constituido.

400

6) Procesos diversos de naturaleza civil

2.770

Total de los procesos de naturaleza civil

9.049

Descripción de los procesos de naturaleza ambiental

Estimativa

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.

855

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 que será juzgado por el Tribunal Regional Federal.

442

3) Otros procesos de naturaleza ambiental

875

Total de los procesos de naturaleza ambiental

2.172

30.4 Acciones colectivas (class actions) y procesos relacionados

Entre el 8 de diciembre de 2014 y el 07 de enero de 2015, cinco acciones colectivas (class actions) fueron propuestas contra la compañía en Corte Federal para el Distrito Sur de Nueva York en los Estados Unidos (United States District Court, Southern District of New York). Estas acciones fueron consolidadas el 17 de febrero de 2015 ("Acción Colectiva Consolidada"). El Tribunal nombró a un demandante principal, Universities Superannuation Scheme Limited ("USS"), el 4 de marzo de 2015, que presentó, junto con otros dos demandantes (Union Asset Management Holding AG y Employees' Retirement System of the State of Hawaii), petición inicial consolidada el 27 de marzo de 2015, pretendiendo representar a los inversores que:

- han comprado valores mobiliarios de Petrobras cotizados en la Bolsa de Valores de Nueva York, o por medio de otras transacciones ocurridas en los Estados Unidos de América, entre el 22 de enero de 2010 y el 19 de marzo de 2015 (el "Período de la Clase") y que han sufrido pérdidas;
- han comprado Notes emitidas en 2012, de acuerdo con el registro de Petrobras para emisión de valores mobiliarios en el mercado americano actualizado en 2009, o las Notes emitidas en 2013 o 2014, de acuerdo con el registro de Petrobras para emisión de valores mobiliarios en el mercado americano actualizado en 2012, durante el Período de la Clase y que sufrieran pérdidas; y
- han comprado valores mobiliarios de Petrobras en Brasil durante el Período de la Clase, y que también han comprado valores mobiliarios de Petrobras cotizados en la Bolsa de Valores de Nueva York, o por medio de otras transacciones ocurridas en los Estados Unidos de América, en el mismo período.

El demandante líder de la acción colectiva consolidada alega que la Compañía, a través de los hechos relevantes, comunicados y otras informaciones archivadas en la SEC, habría divulgado informaciones materialmente falsas y cometido omisiones capaces de inducir los inversores al error, principalmente con respecto al valor de sus activos, gastos, ganancias netas y la eficacia de sus controles internos sobre los estados financieros y las políticas anticorrupción de la Compañía, en función de denuncias de corrupción con relación a determinados contratos, lo que tendría supuestamente aumentado artificialmente el precio de los valores mobiliarios de Petrobras.

El 17 de abril de 2015, Petrobras, su controlada Petrobras Global Finance BV ("PGF") y los bancos suscriptores de ofertas públicas de títulos ("Bancos Suscriptores") presentaron Motion to Dismiss, una defensa en que son presentados argumentos jurídicos requiriendo la extinción sumaria del proceso.

El 9 de julio de 2015, el Juez emitió decisión sobre la Motion to Dismiss, acogiendo parcialmente los argumentos de la Compañía. El Juez reconoció, entre otros puntos, que los pedidos relacionados a la emisión de ciertos títulos de deuda realizada en los EE. UU. en 2012 con base en el Securities Act de 1933 están prescritos, y que los pedidos relativos a los valores mobiliarios adquiridos en Brasil están sujetos a resolución por arbitraje, conforme previsto en el Estatuto Social de Petrobras. El Juez rechazó los otros argumentos presentados en la Motion to Dismiss y, con base en esta decisión, la Acción Colectiva Consolidada continuó en cuanto a los demás pedidos.

Conforme autorizado por el Juez, fueran presentadas nuevas peticiones consolidadas el 16 de julio de 2015, el primer de septiembre de 2015 y el 30 de noviembre de 2015. Estas dos últimas fueron presentadas por el demandante líder, Union, Hawaii y otro demandante, North Carolina Department of State Treasurer, conteniendo los pleitos de la Acción Colectiva Consolidada que no han sido rechazados o que el Juez autorizó que fueran reformulados en su decisión del 9 de julio de 2015. Esta petición consolidada también extiende el período de la clase hasta el 28 de julio de 2015, además de incluir Petrobras America Inc. (PAI) como demandado.

El 1er de octubre de 2015 y el 7 de diciembre de 2015, Petrobras, PGF, PAI y los Bancos Suscriptores presentaron Motion to Dismiss contra la tercera y cuarta petición consolidada, respectivamente.

El 20 de diciembre de 2015, el Juez emitió decisión sobre esta Motion to Dismiss, contra la tercera y cuarta petición consolidada, acogiendo parcialmente los argumentos de la Compañía. Entre otras decisiones, el Juez rechazó los pleitos de los demandantes de la petición consolidada, basados en la adquisición de títulos emitidos por la Compañía cuando no consiguieron probar que han sido adquiridos en transacciones ocurridas en los EE. UU. El Juez también rechazó pleitos basados en la Securities Act de 1933, en relación a ciertas adquisiciones, cuando los demandantes no consiguieron demostrar que basaron sus decisiones en las informaciones divulgadas por Petrobras. Ya que otros argumentos de la Motion to Dismiss fueron rechazados, la Acción Colectiva Consolidada siguió cuanto a los demás pleitos.

El 15 de octubre de 2015, los demandantes requirieron la certificación de clase para la Acción Colectiva Consolidada y, el 6 de noviembre de 2015, Petrobras, PGF, PAI y los Bancos Suscriptores impugnaron tal requerimiento. El 2 de febrero de 2016, el Juez aceptó el pedido de certificación de clase, determinando que los representantes de la clase de inversores cuyos pleitos son basados en el Securities Act serán los demandantes Employees' Retirement System of the State of Hawaii y North Carolina Department of State Treasurer, y el representante de la clase de los inversores cuyos pleitos son basados en el Exchange Act será el demandante Universities Superannuation Scheme Limited. El 15 de junio de 2016, la Corte Federal de Apelaciones (United States Court of Appeals for the Second Circuit) aceptó el pedido de Petrobras para apelar de la decisión que confirmó la certificación de clase. Como resultado de la aceptación del recurso, Petrobras y las otras demandadas requirieron al Juez que suspendiera la acción colectiva y las acciones individuales (con la descripción más adelante) hasta que la Corte Federal de Apelaciones juzgue el recurso. A pesar de que, el 24 de junio de 2016, el juez denegó la solicitud de suspensión, el 02 de agosto de 2016 la Corte Federal de Apelaciones aceptó la solicitud de las demandadas, y el proceso se encuentra suspendido hasta el juicio del recurso. El 02 de noviembre de 2016, se realizaron argumentos orales sobre el recurso ante la Corte Federal de Apelaciones.

A pesar de que el 27 de junio de 2016, las partes han presentado solicitud de juicio sumario, los procedimientos de los mismos están suspendidos, por decisión de la Cámara Federal de Apelaciones (United States Court of Appeals for the Second Circuit).

Adicionalmente a la Acción Colectiva Consolidada, hasta la presente data, 33 acciones (6 de ellas suspendidas) han sido propuestas por inversores individuales delante de la misma Corte Federal para el Distrito Sur de Nueva York en los Estados Unidos (Southern District of New York) con alegaciones similares a aquellas presentadas en la acción colectiva. El 21 de agosto de 2015, Petrobras, PGF y los Bancos Suscriptores de ofertas públicas de títulos de PGF presentaron Motion to Dismiss contra algunas acciones individuales y, el 15 de octubre de 2015, el Juez acogió parcialmente esta defensa. El juez reconoció, entre otros puntos, la prescripción de ciertos pleitos basados en el Exchange Act, en el Securities Act, y en legislaciones estatales. El Juez rechazó los otros argumentos presentados en la Motion to Dismiss, y estas acciones siguieron adelante. Además, una acción similar fue presentada por inversores individuales en el Distrito Este de Pensilvania.

En la acción del Distrito Este de Pensilvania, Petrobras y PGF presentaron Motion to Dismiss en 13 de mayo de 2016 y, el primer de noviembre de 2016, el juez negó las solicitudes. El 26 de enero de 2017, el juez determinó un calendario para la fase de prueba (discovery) y las peticiones, con la audiencia de previo juicio programada para el 5 de enero de 2018.

El 31 de octubre de 2015, el Juez determinó que la Acción Colectiva Consolidada y las acciones individuales de su competencia presentadas en Nueva York serán resueltas en único juicio que deberá durar, como máximo, 8 semanas. El 5 de noviembre de 2015, el juez determinó que la audiencia del juicio comenzaría el 19 de septiembre de 2016, sin embargo, el juicio se suspendió debido a la decisión de 2 de agosto de 2016 del Tribunal Federal de Apelaciones.

El 18 de noviembre de 2015, el Juez determinó que cualquier acción individual presentada después del 31 de diciembre de 2015 será suspendida para todos los efectos hasta el cierre del juicio previsto.

En 21 de octubre de 2016, el Consejo de Administración aprobó acuerdos para poner fin a cuatro litigios individuales: Dodge & Cox Int'l Stock Fund, et al. v Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et-al., No 15-cv-10111 (JSR); Janus Overseas Fund, et al. v Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras et-al., No 15-cv-10086 (JSR); Fondos PIMCO: PIMCO Total Return Fund et al. v Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et-al. No 15-cv-08192 (JSR); Al Shams Investments Ltd. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No 15-cv-6243 (JSR). Los términos de los acuerdos son confidenciales.

El 23 de noviembre de 2016, el Consejo de Administración aprobó acuerdos para poner fin a otras once acciones individuales: Ohio Public Employees Retirement System v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No. 15-cv-03887 (JSR); Abbey Life Assurance Company Limited, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No. 15-cv-6661 (JSR); Aberdeen Emerging Markets Fund, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., 15-cv- Civ. 3860 (JSR); Aberdeen Latin American Income Fund Limited, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., 15-cv- Civ. 4043 (JSR); Delaware Enhanced Global Dividend and Income Fund, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., 15 Civ. 404315-cv-6643 (JSR); Dimensional Emerging Markets Value Fund, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., 15 –cv- 02165 (JSR); Manning & Napier Advisors, LLC, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, No. 15-cv-10159 (JSR); Russell Investment Company, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, No. 15-cv-07605 (JSR); Skagen AS, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No.15-cv-2214 (JSR); State of Alaska Department of Revenue, Treasury Division, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, No. 15-cv-8995 (JSR); State Street Cayman Trust Co., Ltd., v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, No. 15-cv-10158 (JSR).

El 24 de febrero de 2017, el Consejo de Administración aprobó acuerdos para poner fin a otras cuatro acciones individuales: New York City Employees Retirement System, et al. v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras et al., No. 15-cv-2192 (JSR), Transamerica Income Shares, Inc., et al v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No. 15-cv-3373 (JSR), Internationale Kapitalanlagegesellschaft mbH v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No. 15-cv-6618 (JSR) e Lord Abbett Investment Trust – Lord Abbett Short Duration Income Fund, et al v. Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, et al., No. 15-cv-7615 (JSR).

Para reflejar los acuerdos alcanzados, así como las negociaciones en curso con otros demandantes, la Compañía reconoció en el resultado del ejercicio de 2016 el monto de US\$ 372. Estos acuerdos, cuyos términos son confidenciales, no constituyen ningún tipo de reconocimiento de responsabilidad por parte de Petrobras, que se defenderá con firmeza en las otras acciones en curso con el objetivo de eliminar las incertidumbres, carga y los costes asociados con la continuación de estas disputas.

La Acción Colectiva Consolidada y las acciones individuales aún están en curso e involucran cuestiones muy complejas, sujetas a incertidumbres sustanciales y que dependen de factores como: tesis legales inéditas, el cronograma definido por la corte, el tiempo de las decisiones judiciales, la obtención de pruebas en poder de terceros u oponentes, la decisión de la corte sobre cuestiones clave, análisis de expertos, y la posibilidad de las partes, de buena fe, negociaren un potencial acuerdo.

Además, las pretensiones formuladas son amplias, cubren varios años, implican una variedad de actividades. Las incertidumbres inherentes a todas estas cuestiones afectan el monto y el tiempo para la decisión final de estas acciones. Como resultado, la Compañía no es capaz de producir una estimativa fiable de la potencial pérdida en la Acción Colectiva Consolidada y en las acciones individuales cuyas provisiones no fueron reconocidas.

A depender del desfecho, la Compañía podrá tener que pagar grandes valores, los cuales podrían tener un efecto material adverso en su situación financiera, en sus resultados consolidados o en su flujo de efectivo consolidado, en un periodo determinado.

La Compañía contrató una oficina de abogacía estadounidense especializada para defenderse de las alegaciones hechas en estas acciones.

30.5 Contingencias activas

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 variaciones cambiarias activas, considerando la inconstitucionalidad del § 1º del art. 3º de la Ley 9.718/98, en los períodos comprendidos entre:

- i) PIS: febrero de 1999 hasta noviembre de 2002; y

ii) COFINS: comprendido entre febrero de 1999 y enero de 2004.

Hasta el ejercicio de 2014, la Justicia reconoció los derechos a la recuperación, de manera definitiva, de los montos pagados de PIS/COFINS en los periodos mencionados. Hoy, los referidos procesos están en liquidación judicial.

El 31 de diciembre de 2016, la Compañía posee registrados en otros activos realizables a largo plazo, con actualización monetaria, el monto de US\$ 980 en 31 de diciembre de 2016 (US\$ 758 en 31 de diciembre de 2015) de PIS y COFINS.

31 Compromisos de compra de gas natural

Al 31 de diciembre de 2016, el valor total del Contrato GSA (Gas Supply Agreement) entre Petrobras e Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB para el período 2017-2019 es de aproximadamente 32,94 mil millones de m³ de gas natural equivalente a 30,08 millones de m³ por día, lo que corresponde a un valor total de US\$ 4,68 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 US\$ 2.444 para los Programas de Exploraciones Mínimas previstos en los contratos de concesión de áreas de exploración, permaneciendo en vigor US\$ 991 netos de los compromisos ya cumplidos. De dicho monto, US\$ 797 corresponden a la entrega en garantía de petróleo de campos previamente identificados y ya en fase de producción, y US\$ 194 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 las tasas 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 2016, 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:

	Posición financiera consolidada				
	Valor referencia		Valor razonable Posición Activa (Pasiva)		Vencimiento
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	
Derivados no designados como hedge					
Contratos Futuros (*)	(1.866)	(5.694)	(8)	38	
Compra/Petróleo y derivados	88.303	53.735	-	-	2017
Venta/Petróleo y derivados	(90.169)	(59.429)	-	-	2017
Contratos de opciones (*)	120	123	-	10	
Compra/Petróleo y derivados	-	-	-	-	2017
Venta/Petróleo y derivados	120	123	-	10	2017
Contratos a término			0,3	6,3	
Compra/Cambio (BRL/USD) (**)	US\$ 0	US\$ 217	-	6	
Venta/Cambio (BRL/USD) (**)	US\$ 15	US\$ 50	0,3	0,3	2017
Derivados designados como hedge					
Swap			(10)	(33)	
Cambio - cross currency swap (**)	US\$ 0	US\$ 298	-	(16)	2016
Interés - Libor/Tasa Fija (**)	US\$ 371	US\$ 396	(10)	(17)	2019
Total reconocido en el Balance General			(17,7)	21,3	

(*) Valor referencia en mil bbl

(**) Valores en US\$ representan millones de dólares.

	Ganancia / (Pérdida) reconocida en los estados de resultados (*)			Ganancia / (Pérdida) reconocida en el Patrimonio Neto (**)			Garantías dadas como colaterales	
	2016	2015	2014	2016	2015	2014	31.12.2016	31.12.2015
Derivados de Commodity	(48)	238	368	-	-	-	55	7
Derivados de moneda	(55)	27	(20)	7	9	10	-	-
Derivados sobre interés	(8)	(9)	(11)	4	1	(1)	-	-
	(111)	256	337	11	10	9	55	7
Flujo de efectivo relacionado con las exportaciones (***)	(2.841)	(2.057)	(702)	13.620	(19.075)	(5.741)	-	-
Total	(2.952)	(1.801)	(365)	13.631	(19.065)	(5.732)	55	7

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

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

(***) 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 2016 se presenta a continuación:

Operaciones	Riesgo	Probable Escenario*	Escenario Posible (Δ of 25%)	Escenario Remoto (Δ of 50%)
Derivados no designados como Hedge				
Contratos Futuros	Petróleo y Derivados - Fluctuación de precios	-	(68)	(136)
Contratos a término	Cambio - Desvalorización del BRL ante el USD	-	4	8
Opciones	Petróleo y Derivados - Fluctuación de precios	-	-	-
		-	(64)	(128)
Derivados designados como Hedge				
Swap		3	(1)	(2)
Deuda	Intereses - Aumento de la tasa LIBOR	(3)	1	2
Efecto neto		-	-	-

(*) Los escenarios probables fueron calculados considerando las siguientes variaciones para los riesgos: Precios de Petróleo y Derivados: valor razonable el 31-12-2016 / Real vs. Dólar - desvalorización del Real en 0,6% / Yen vs. Dólar - valorización del Yen en 1,5% / Curva Futura de la LIBOR - aumento del 0,27% a lo largo de la curva.
Fuente: Focus y Bloomberg.

33.1 Gestión de riesgo de los precios de petróleo y derivados

Petrobras mantiene preferentemente la exposición al ciclo de precios, evitando usar derivados para proteger operaciones de compra o venta de mercancías cuyo objetivo sea satisfacer sus necesidades operativas. Las operaciones con derivados existentes se refieren, usualmente, a 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 efectúe, en principio, una gestión integral de riesgos cuyo foco no está en los riesgos individuales - de las operaciones o de las unidades de negocio - pero en la perspectiva más amplia y consolidada de la corporación, obteniendo posibles beneficios derivados de la diversificación de los negocios.

Para gestionar el riesgo de 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 diesel 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 "exportaciones futuras altamente probables" (ítem protegido) y cuotas 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.

Parcelas de los saldos de principal, interés de endeudamientos (instrumentos financieros no derivados) y contratos de cambio a termo fueron designados como instrumentos de protección. Los derivados vencidos durante el ejercicio fueron substituidos por saldos de principal e interés de 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, para una parcela de "exportaciones futuras altamente probables" de cada mes fue designada una relación de hedge individual, protegida por una parcela del endeudamiento. La Compañía considera como "exportaciones futuras altamente probables" apenas una parcela del total de las exportaciones previstas.

Caso las exportaciones designadas en relación de hedge dejen de ser consideradas altamente probables, pero continúen previstas, la relación de hedge es revocada y la variación cambiaria 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 designadas en relación de hedge dejen de ser previstas. En estos casos, la variación cambiaria, referente a las deudas que superaron el total de exportaciones previstas, acumulada en el patrimonio neto hasta la fecha de la revocación, es reclasificada inmediatamente para el resultado.

En el transcurrir de 2016, exportaciones designadas en relaciones de hedge para algunos meses de 2016 dejaron de ser previstas y realizadas, implicando en la revocación de la relación de hedge y en la reclasificación de la variación cambiaria acumulada en el patrimonio neto para el resultado. Esta parcela de variación cambiaria, de US\$ 299, fue reconocida en el resultado principalmente en razón de la reducción de los precios del petróleo.

Los valores de los instrumentos de protección el 31 de diciembre de 2016, además de la expectativa de reclasificación para el resultado del saldo de variación cambiaria acumulada registrada en el patrimonio neto en periodos futuros, tomando como base una tasa de R\$/US\$ de 3,2591, son presentados a continuación:

Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de riesgo protegido	Periodo	Valor Principal (US\$ millones)	Valor de los Instrumentos de Protección el 31.12.2016 (R\$ millones)	
Instrumentos financieros no derivados (deuda e interés)	Parte de las exportaciones mensuales previstas altamente probables	Cambiario - Tasa Spot R\$ x US\$	Enero de 2017 a Marzo de 2027	61.763	201.292	
Cambio del valor de referencia (principal y interés)					US\$	R\$ millones
Montos designados el 31 de diciembre de 2015					61.520	240.222
Nuevas designaciones, revocaciones y redesignaciones					23.275	79.211
Realización de las exportaciones					(2.621)	(9.074)
Amortización del endeudamiento					(20.411)	(68.740)
Variación cambiaria					-	(40.327)
Valores designados el 31 de diciembre de 2016					61.763	201.292

La relación entre deudas designadas en relaciones de hedge y exportaciones futuras altamente probables sigue la distribución en el tiempo a continuación:

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 hasta 2027	Media
Valor protegido/ Exportaciones futuras altamente probables (%)	73	61	66	73	86	88	74	62	73

A seguir son presentados los cambios de la variación cambiaria acumulada registrada en otros resultados integrales el 31 de diciembre de 2016, a ser realizada por las exportaciones:

	Variación cambiaria	Efecto tributario	Total
Saldo el 1 de enero de 2015	(11.664)	3.966	(7.698)
Reconocidos en el patrimonio neto	(21.132)	7.185	(13.947)
Transferidos para resultado por realización	2.004	(682)	1.322
Transferido para resultado por exportaciones previstas que han dejado de ser esperadas/realizadas	53	(18)	35
Saldo el 31 de diciembre de 2015	(30.739)	10.451	(20.288)
Reconocidos en el patrimonio neto	10.779	(3.665)	7.114
Transferidos para resultado por realización	2.542	(864)	1.678
Transferido para resultado por exportaciones previstas que han dejado de ser esperadas/realizadas	299	(100)	199
Saldo el 31 de diciembre de 2016	(17.119)	5.822	(11.297)

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 variación cambiaria 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 indicaría la necesidad de reclasificación de aproximadamente US\$ 31 del patrimonio neto para el resultado.

A continuación es presentada la expectativa anual de realización del saldo de variación cambiaria acumulada en el patrimonio neto, el 31 de diciembre de 2016:

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2027	Total
Expectativa de realización	(4.718)	(4.672)	(3.158)	(2.301)	(1.947)	(2.226)	(1.021)	2.924	(17.119)

b) Hedge del flujo de efectivo relacionado con contratos de swap - Yen x Dólar

La operación de hedge denominada cross currency swap, cuyo objetivo era fijar en dólares los costos relacionados a Bonds emitidos en yenes, se cerró el 23 de septiembre de 2016. La relación entre el derivado y el préstamo también era designada como hedge de flujo de efectivo.

c) Análisis de sensibilidad de los instrumentos financieros sujetos a variación cambiaria

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 controladas en el exterior, cuando hecho en moneda equivalente a sus respectivas monedas funcionales, están descritas a continuación:

Instrumentos Financieros	Exposición en 31.12.2016	Riesgo	Escenarios Probable (*)	Escenarios Posible (Δ de 25%)	Escenarios Remoto (Δ de 50%)
Activos	4.149	Dólar / Real	27	1.037	2.075
Pasivos	(65.175)		(418)	(16.294)	(32.588)
Hedge de flujos de efectivo en exportaciones	61.763		396	15.441	30.882
	737	Yen/Dólar	5	184	369
Pasivos	(184)		(3)	(46)	(92)
	(184)		(3)	(46)	(92)
Activos	4	Euro / Real	-	1	2
Pasivos	(50)		-	(13)	(25)
	(46)		-	(12)	(23)
Activos	6.780	Euro / Dólar	(97)	1.695	3.390
Pasivos	(13.363)		191	(3.341)	(6.681)
	(6.583)	Libra / Real	94	(1.646)	(3.291)
Activos	2		-	1	1
Pasivos	(19)		-	(5)	(10)
	(17)	Libra / Dólar	-	(4)	(9)
Activos	2.658		(62)	665	1.329
Pasivos	(4.524)		105	(1.131)	(2.262)
	(1.866)		43	(466)	(933)
Total	(7.959)		139	(1.990)	(3.979)

(*) Los escenarios probables fueron calculados considerando los siguientes cambios en los riesgos: Real vs. Dólar - desvalorización del Real en 0,6% / Yen vs. Dólar - valorización del Yen en 1,5% / Euro vs. Dólar - desvalorización del Euro en 1,4% / Libra vs. Dólar - desvalorización de la Libra en 2,3% / Real vs. Euro - valorización del Real en 0,8% / Real vs. Libra - valorización del Real en 1,7%. Fuente: Focus y Bloomberg.

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 controladas 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, además de recursos obtenidos a través de préstamos y emisiones de bonos en los mercados internacionales de capital.

En consonancia con los supuestos establecidos en el Plan de Negocios y Gestión 2017-2021, no hay necesidad de nuevas captaciones netas para el bienio 2017-2018. Sin embargo, la Compañía continuará evaluando nuevas oportunidades para financiación de acuerdo con su estrategia 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 la actualidad, el periodo de amortización promedio es de alrededor de siete años.

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 y 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 en el valor recuperable de activos (impairment), ajustes acumulados de conversión 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.

	2016	2015
Financiaciones (corrientes y largo plazo)	118.370	126.262
Efectivo y equivalentes al efectivo	(21.205)	(25.058)
Títulos públicos federales (vencimiento superior a 3 meses)	(784)	(779)
Endeudamiento neto	96.381	100.425
Endeudamiento neto/(endeudamiento neto + patrimonio neto)	55%	60%
EBITDA ajustado	25.630	23.518
Índice de endeudamiento neto/EBITDA ajustado	3,76	4,27

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/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 4.12.

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 instituciones financieras es utilizado en la aceptación de garantías, en la aplicación de excedentes de efectivo, y como contrapartes en operaciones de derivados, estando distribuido entre los principales bancos internacionales clasificados como "grado de inversión" por las principales agencias internacionales de clasificación 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 y títulos y valores mobiliarios 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	
	2016	2015	2016	2015
AAA	5.217	-	-	-
AA	7	567	-	-
A	11.372	18.947	-	-
BBB	42	3.601	-	67
BB	2.794	167	-	-
B	10	7	-	-
AAA.br	373	1.688	874	779
AA.br	1.369	11	-	-
Otras clasificaciones	21	70	-	22
	21.205	25.058	874	868

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 robusto para asegurar 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 asociación y desinversiones.

Hasta el final del cuarto trimestre de 2016, la Compañía utilizó las fuentes tradicionales de financiación (Export Credit Agencies – ECAs, mercado bancario, mercado de capitales y bancos de desarrollo) para recaudar los fondos necesarios para la prórroga de la deuda y la financiación de las inversiones. Se llevaron a cabo captaciones de aproximadamente US\$ 18.800 millones en operaciones de financiación/préstamos de largo plazo, principalmente en el mercado de capitales internacionales. Con los fondos obtenidos, se llevaron a cabo recompras de títulos en los mercados internacionales de capital, y pagos anticipados de operaciones con el BNDES y renovaciones de operaciones de deuda que totalizaron US\$ 17,9 mil millones.

En diciembre de 2016, hubo la captación junto a China Development Bank – CDB de financiación de US\$ 5 mil millones, para pagar hasta 10 años.

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

Vencimiento	2017	2018	2019	2020	2021	2022	31.12.2016	31.12.2015
						adelante		
Principal	8.809	11.331	21.099	16.488	18.903	43.104	119.734	127.354
Interés	7.165	6.673	5.868	4.522	3.208	30.969	58.406	59.038
Total	15.974	18.004	26.967	21.010	22.111	74.073	178.140	186.392

33.7 Seguros (no auditado)

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 autoseguro, 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 (US\$ 25 el 31 de diciembre de 2015). Basándose en el histórico de siniestralidad del Sistema Petrobras, el cambio en la política de retención de riesgos, con aumento del nivel de franquicia, se hizo con el fin de obtener beneficios económicos para la Compañía, principalmente a través de la reducción de las primas de seguros.

Las premisas de riesgo adoptadas no son parte del alcance de una auditoría de estados financieros. En consecuencia, no fueron examinadas por nuestros auditores independientes.

Las principales informaciones sobre la cobertura de seguros en vigor al 31 de diciembre de 2016 son demostradas de la siguiente forma:

Activo	Tipos de cobertura	Importancia
		asegurada
Instalaciones, equipos y productos en inventarios	Incendio, riegos operativos y riegos de ingeniería	160.399
	Cascos	4.060
	Riesgos de petróleo	32.985
Navíos-tanque y buques auxiliares		
Plataformas fijas, sistemas flotantes de producción y unidades de perforación marítimas		
Total		197.444

Petrobras no hace seguros de lucros cesantes, control de pozos (operaciones en Brasil), 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 justo medido con base en			Total del valor razonable contabilizado
	Nivel I	Nivel II	Nivel III	
Activos				
Títulos y valores mobiliarios	784	-	-	784
Derivados de Moneda Extranjera	-	0.3	-	0.3
Saldo el 31 de diciembre de 2016	784	0.3	-	784,3
Saldo el 31 de diciembre de 2015	833	6,3	-	839,3
Pasivos				
Derivativos de commodities	(8)	-	-	(8)
Derivados de intereses	-	(10)	-	(10)
Saldo el 31 de diciembre de 2016	(8)	(10)	-	(18)
Saldo el 31 de diciembre de 2015	-	(33)	-	(33)

No hay transferencias relevantes entre los niveles.

El 31 de diciembre de 2016, 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

Oferta de títulos en el mercado de capitales internacional (*Global Notes*)

En 17 de enero de 2017, Petrobras, a través de su subsidiaria integral indirecta Petrobras Global Finance B.V. (PGF), concluyó la oferta de títulos en el mercado de capitales internacional (*Global Notes*), por el valor de US\$ 4 mil millones, de los cuales US\$ 2 mil millones tienen vencimientos en 2022 y tasa de 6,125% al año y US\$ 2 mil millones en 2027, a la tasa de 7,375% al año.

La PGF utilizó los recursos netos de la venta de los títulos para recomprar títulos antiguos válidamente entregues y aceptos para recompra (*Tender Offer*). La oferta expiró el 8 de febrero de 2017, cuando fueron aceptados volúmenes equivalentes a US\$ 4.899 y € 632 millones (US\$ 676), de acuerdo con el Límite de Recompra previamente establecido.

Acción Legal en Países Bajos

El 24 de enero de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundación") presentó una acción legal en el Tribunal de Rotterdam (Rechtbank Rotterdam) en los Países Bajos contra Petrobras International Braspetro B.V. ("PIBBV") y Petrobras Global Finance B.V. ("PGF"), subsidiarias totales de Petrobras.

La Fundación es un conjunto indeterminado de inversores, cuya demanda se refiere a supuestos daños, ocurridos o futuros, que serían generados por esquemas de fraude y soborno perpetrados contra la Compañía. Estos inversores compraron acciones o bonos antes del 28 de julio de 2015, emitidos por entidades de Petrobras fuera de los Estados Unidos.

Petrobras aún no ha sido convocada para presentar una defensa, pero afirma que adoptará todas las medidas necesarias para garantizar sus intereses y sus inversores.

Operaciones con derivados

Durante el primer trimestre de 2017, Petrobras, a través de su subsidiaria indirecta Petrobras Global Trading BV (PGT), hizo la contratación de la operación de derivados llamada *cross currency swap*, con el fin de protegerse de la exposición en libras esterlinas contra dólar, debido al *bond* en esa moneda, en el monto nominal de 700 millones de libras esterlinas con vencimiento en diciembre de 2026.

Oficio CVM sobre la Contabilización del Hedge

El 7 de marzo de 2017, la Compañía recibió el Oficio No. 30/2017 / CVM / SEP / GEA-5 a través del cual el área técnico de la CVM determinó "la reelaboración, la nueva presentación y la nueva publicación de sus estados financieros anuales completos de 31/12/2013, 31/12/2014 y 31/12/2015, y la reelaboración y la nueva presentación de sus respectivos informes financieros, así como la reelaboración y la nueva presentación de sus informes trimestrales presentados en los ejercicios de 2013 (segundo e tercer trimestres), 2014, 2015 y 2016, que cubre las anulaciones de los efectos contables reconocidos por la aplicación de la contabilidad del *hedge*". Véase la nota 33.2 sobre contabilidad del *hedge*.

De conformidad con la *Deliberação CVM* 463/03, Petrobras presentó un recurso ante CVM el 17 de marzo de 2017.

36 Informaciones Relativas a los Títulos Garantizados Emitidos por las Subsidiarias

36.1 Petrobras Global Finance B.V. (PGF)

La Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras es garantizadora plena e incondicional dos títulos de deuda emitidos por la Petrobras Global Finance B.V. (PGF), una subsidiaria con 100% de participación de la Petrobras. No existen restricciones significativas a la capacidad de Petrobras para obtener fondos de PGF.

Información Complementaria sobre Actividades de Exploración y Producción de Petróleo y Gas (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 información sobre costo histórico, relativa a los costos habidos 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 de Petrobras, la medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros descontados estimados 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 2016, actividades en América del Sur, que comprende Argentina, Colombia y Bolivia; América del Norte, que incluye México y Estados Unidos de América; y Turquía (Otros). La información presentada relativa a invertidas por el método de equivalencia patrimonial se refiere a las operaciones de Petrobras Oil and Gas BV (PO&G) en África, con destaque para Nigeria, y de empresas en Venezuela actuantes en actividades de exploración y producción, las cuales Petrobras tenía influencia significativa hasta julio de 2016. Sin embargo, solamente en Estados Unidos de América, Nigeria y Argentina la Compañía registra reservas.

i) Costos capitalizados relativos a actividades de producción de petróleo y gas

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 obligación de desmantelamiento:

	Consolidado						Inversiones por Equivalencia Patrimonial	
	Extranjero							
	Brasil	América del Sur	América del Norte	África	Otras	Total	Total	
31 de diciembre de 2016								
Reservas de petróleo y gas no comprobadas	6.978	115	276	-	-	391	7.369	-
Reservas de petróleo y gas comprobadas	87.925	88	4.264	-	-	4.352	92.277	2.811
Equipos de soporte	84.549	473	70	-	4	547	85.096	6
Costos capitalizados brutos	179.452	676	4.610	-	4	5.290	184.742	2.817
Depreciación, agotamiento y amortización	(55.580)	(348)	(1.917)	-	(4)	(2.269)	(57.849)	(1.165)
Costos capitalizados, netos	123.872	328	2.693	-	-	3.021	126.893	1.652
31 de diciembre de 2015								
Reservas de petróleo y gas no comprobadas	6.720	133	396	-	-	529	7.249	-
Reservas de petróleo y gas comprobadas	70.822	2.016	4.107	-	-	6.123	76.945	2.899
Equipos de soporte	70.931	1.066	65	-	4	1.135	72.066	88
Costos capitalizados brutos	148.473	3.215	4.568	-	4	7.787	156.260	2.987
Depreciación, agotamiento y amortización	(40.763)	(2.037)	(1.574)	-	(4)	(3.615)	(44.378)	(1.282)
Costos capitalizados, netos	107.710	1.178	2.994	-	-	4.172	111.882	1.705
31 de diciembre de 2014								
Reservas de petróleo y gas no comprobadas	9.298	72	673	-	-	745	10.043	9
Reservas de petróleo y gas comprobadas	96.520	2.007	4.247	-	-	6.254	102.774	4.542
Equipos de soporte	79.497	1.181	78	-	3	1.262	80.759	26
Costos capitalizados brutos	185.315	3.260	4.998	-	3	8.261	193.576	4.577
Depreciación, agotamiento y amortización	(46.691)	(1.753)	(1.274)	-	(3)	(3.030)	(49.721)	(1.819)
Costos capitalizados, netos	138.624	1.507	3.724	-	-	5.231	143.855	2.755

ii) Costos habidos en la adquisición, exploración y desarrollo de campos de petróleo y gas

Los costos habidos se resumen a continuación e incluyen tanto los montos gastados como capitalizados:

	Consolidado						
	Extranjero						Inversiones por Equivalencia Patrimonial
	Brasil	América del Sur	América del Norte	África	Total	Total	
31 de diciembre de 2016							
Adquisiciones de propiedades							
Comprobadas	-	98	-	-	98	98	-
No comprobadas	-	-	-	-	-	-	-
Costos de exploración	1.459	44	6	-	51	1.510	5
Costos de desarrollo	12.429	176	148	-	324	12.753	389
Total	13.888	318	154	-	473	14.361	394
31 de diciembre de 2015							
Adquisiciones de propiedades							
Comprobadas	-	-	-	-	-	-	-
No comprobadas	-	-	-	-	-	-	-
Costos de exploración	3.266	59	83	-	142	3.408	10
Costos de desarrollo	15.536	451	397	-	848	16.384	431
Total	18.802	510	480	-	990	19.792	441
31 de diciembre de 2014							
Adquisiciones de propiedades							
Comprobadas	-	89	-	-	89	89	-
No comprobadas	54	-	-	-	-	54	-
Costos de exploración	5.455	122	135	15	272	5.727	-
Costos de desarrollo	18.158	546	418	-	964	19.122	638
Total	23.667	757	552	15	1.325	24.992	638

iii) 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 2016, 2015 y 2014 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.

	Consolidado						Inversiones por Equivalencia Patrimonial
	Extranjero					Total	
	Brasil	América del Sur	América del Norte	África	Otras	Total	
31 de diciembre de 2016							
Ingresos operativos netos:							
Ventas a terceros	693	224	563	-	-	787	1.480
Intersegmentos	31.689	506	-	-	-	506	32.195
	32.382	730	563	-	-	1.293	33.675
Costos de producción	(13.939)	(315)	(132)	-	-	(447)	(14.386)
Gastos de exploración	(1.603)	(35)	(122)	-	(1)	(158)	(1.761)
Depreciación, agotamiento y amortización	(10.051)	(99)	(327)	-	-	(426)	(10.477)
Pérdidas de valor de propiedades de petróleo y gas	(3.102)	(126)	(44)	-	-	(170)	(3.272)
Otros gastos operativos	(1.497)	(97)	(184)	-	22	(259)	(1.756)
Resultados antes de los impuestos a las ganancias	2.190	58	(246)	-	21	(167)	2.023
Impuestos a las ganancias	(745)	(44)	-	-	12	(32)	(777)
Resultados de las operaciones (excluyendo gastos generales corporativos y costos de interés)	1.445	14	(246)	-	33	(199)	1.246
31 de diciembre de 2015							
Ingresos operativos netos:							
Ventas a terceros	2.867	303	590	-	-	893	3.760
Intersegmentos	30.951	969	-	-	-	969	31.920
	33.818	1.272	590	-	-	1.862	35.680
Costos de producción	(17.023)	(556)	(189)	-	-	(745)	(17.768)
Gastos de exploración	(1.582)	(18)	(311)	-	-	(329)	(1.911)
Depreciación, agotamiento y amortización	(7.403)	(301)	(246)	-	-	(547)	(7.950)
Pérdidas de valor de propiedades de petróleo y gas	(9.165)	(207)	(458)	-	-	(665)	(9.830)
Otros gastos operativos	(2.932)	47	(91)	-	(160)	(204)	(3.136)
Resultados antes de los impuestos a las ganancias	(4.287)	237	(705)	-	(160)	(628)	(4.915)
Impuestos a las ganancias	1.458	(77)	1	-	16	(60)	1.398
Resultados de las operaciones (excluyendo gastos generales corporativos y costos de interés)	(2.829)	160	(704)	-	(144)	(688)	(3.517)
31 de diciembre de 2014							
Ingresos operativos netos:							
Ventas a terceros	500	847	919	-	-	1.766	2.266
Intersegmentos	65.116	1.234	-	-	-	1.234	66.350
	65.616	2.081	919	-	-	3.000	68.616
Costos de producción	(27.397)	(998)	(227)	-	-	(1.225)	(28.622)
Gastos de exploración	(2.882)	(28)	(142)	(15)	-	(185)	(3.067)
Depreciación, agotamiento y amortización	(7.675)	(352)	(558)	-	-	(910)	(8.585)
Pérdidas de valor de propiedades de petróleo y gas	(2.133)	(87)	(1.585)	(6)	-	(1.678)	(3.811)
Otros gastos operativos	(2.827)	1.059	(112)	2	113	1.063	(1.764)
Resultados antes de los impuestos a las ganancias	22.702	1.675	(1.705)	(20)	113	64	22.766
Impuestos a las ganancias	(7.719)	(490)	(4)	-	17	(477)	(8.196)
Resultados de las operaciones (excluyendo gastos generales corporativos y costos de interés)	14.983	1.186	(1.709)	(20)	130	(413)	14.570

iv) Informaciones sobre reservas

Las reservas comprobadas netas de petróleo y gas estimadas por la Compañía y los respectivos cambios en los ejercicios 2016, 2015 y 2014 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 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, independientemente de cuales sean los métodos de determinación o probabilidad utilizados para la estimativa. El proyecto para la extracción de los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe tener una certeza razonable de que comenzará el proyecto en un período de tiempo razonable.

Reservas desarrolladas de petróleo y gas son reservas de cualquier categoría que se espera recuperar: (i) por medio de los pozos, equipos y métodos operativos existentes, o en las cuales el costo de los equipos necesarios es relativamente inferior en comparación al costo de un nuevo pozo; y (ii) por medio de los equipos de extracción instalados y de la infraestructura que se encuentre en operación en el momento de la estimación de las reservas, caso la extracción se realice por medio que no envuelva un pozo.

En algunos casos, hay la necesidad de nuevas inversiones sustanciales en pozos adicionales y equipos para recuperar tales reservas comprobadas, que son reservas no desarrolladas. Debido a las incertidumbres inherentes y a la naturaleza limitada de los datos de reservorios, las estimaciones de reservas están sujetas a cambios cuando se tengan informaciones adicionales.

El resumen de los cambios anuales de las reservas comprobadas de óleo se muestra a continuación (en millones de barriles):

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - Consolidado

desarrolladas - Consolidado	En el Extranjero						
	América				Total de Oleo el extranjero	Oleo Sintético en Brasil	Total
	Oleo en Brasil	del Sur	América del Norte	África			
Reservas al 31 de diciembre de 2013	10.658,4	166,0	123,1	-	289,2	8,8	10.956,4
Revisiones de estimativas previas	629,3	(3,2)	5,3	-	2,1	0,2	631,6
Extensiones y hallazgos	267,7	3,0	1,6	-	4,6	-	272,3
Perfeccionamiento de recuperación	-	0,5	-	-	0,5	-	0,5
Ventas de reservas	-	(104,4)	(0,1)	-	(104,5)	-	(104,5)
Compras de reservas	-	22,9	-	-	22,9	-	22,9
Producción del ejercicio	(704,6)	(18,3)	(10,0)	-	(28,3)	(1,1)	(734,0)
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

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

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

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - inversiones por equivalencia patrimonial

	Oleo en Brasil	América del Sur	América del Norte	En el Extranjero			Total
				África	Total de Oleo en el extranjero	Oleo Sintético en Brasil	
Reservas al 31 de diciembre de 2013	-	21,2	-	63,2	84,5	-	84,5
Revisiones de estimativas previas	-	(1,6)	-	0,5	(1,1)	-	(1,1)
Extensiones y hallazgos	-	-	-	-	-	-	-
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	(1,7)	-	(9,6)	(11,3)	-	(11,3)
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
Extensiones y hallazgos	-	-	-	-	-	-	-
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	16,2	16,2	-	16,2
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras 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
Extensiones y hallazgos	-	-	-	-	-	-	-
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	(14,1)	-	-	(14,1)	-	(14,1)
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	(0,5)	-	(8,7)	(9,2)	-	(9,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	-	-	-	69,0	69,0	-	69,0

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

El resumen de los cambios anuales de las reservas comprobadas de gas natural se muestra a continuación (en miles de millones de pies cúbicos):

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - Consolidado

	Gas natural en Brasil	América del Sur	América del Norte	En el extranjero			Total
				África	Total de gas natural en el extranjero	Gas sintético en Brasil	
Reservas al 31 de diciembre de 2013	11.291,7	1.058,5	132,9	-	1.191,4	11,8	12.494,8
Revisiones de estimativas previas	468,0	25,5	46,1	-	71,6	0,1	539,7
Extensiones y hallazgos	216,0	42,1	6,0	-	48,1	-	264,1
Perfeccionamiento de recuperación	-	10,8	-	-	10,8	-	10,8
Ventas de reservas	-	(351,7)	(0,1)	-	(351,8)	-	(351,8)
Compras de reservas	-	47,1	-	-	47,1	-	47,1
Producción del ejercicio	(805,4)	(101,5)	(4,9)	-	(106,4)	(1,4)	(913,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2014	11.170,3	730,8	180,0	-	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

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

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

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - inversiones por equivalencia patrimonial

	Gas natural en Brasil	En el extranjero				Gas sintético en Brasil	Total
		América del Sur	América del Norte	África	Total de gas natural en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2013	-	41,3	-	20,6	61,9	-	61,9
Revisiones de estimativas previas	-	(13,1)	-	(1,2)	(14,4)	-	(14,4)
Producción del ejercicio	-	(0,6)	-	-	(0,6)	-	(0,6)
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)
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	-	-	-	12,5	12,5	-	12,5

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

El resumen de las informaciones sobre los cambios de las reservas comprobadas de oleo y gas, consolidadas y no consolidadas, en millones de barriles de oleo equivalente, de los años de 2016, 2015 y 2014 se muestra a continuación:

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - Consolidado	Oleo equivalente en Brasil	En el Extranjero				Oleo equivalente sintético en Brasil	Total
		América del Sur	América del Norte	África	Total de oleo equivalente en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2013	12.540,4	342,5	145,4	-	487,9	10,7	13.039,0
Revisiones de estimativas previas	707,3	1,1	13,0	-	14,1	0,2	721,6
Extensiones y hallazgos	303,7	10,0	2,6	-	12,6	-	316,3
Perfeccionamiento de recuperación	-	2,3	-	-	2,3	-	2,3
Ventas de reservas	-	(163,0)	(0,1)	-	(163,1)	-	(163,1)
Compras de reservas	-	30,8	-	-	30,8	-	30,8
Producción del ejercicio	(838,8)	(35,2)	(10,8)	-	(46,0)	(1,3)	(886,1)
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)
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
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

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

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

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - inversiones por equivalencia patrimonial	Oleo equivalente en Brasil	En el Extranjero				Oleo equivalente sintético en Brasil	Total
		América del Sur	América del Norte	África	Total de oleo equivalente en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2013	-	28,1	-	66,7	94,8	-	94,8
Revisiones de estimativas previas	-	(3,7)	-	0,3	(3,5)	-	(3,5)
Producción del ejercicio	-	(1,8)	-	(9,6)	(11,4)	-	(11,4)
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
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
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

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

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - Consolidado e inversiones por equivalencia patrimonial	Oleo equivalente en Brasil	América del Sur	América del Norte	En el Extranjero		Oleo equivalente sintético en Brasil	Total
				África	Total de oleo equivalente en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2013	12.540,4	370,6	145,4	66,7	582,7	10,7	13.133,8
Revisiones de estimativas previas	707,3	(2,6)	13,0	0,3	10,6	0,2	718,1
Extensiones y hallazgos	303,7	10,0	2,6	-	12,6	-	316,3
Perfeccionamiento de recuperación	-	2,3	-	-	2,3	-	2,3
Ventas de reservas	-	(163,0)	(0,1)	-	(163,1)	-	(163,1)
Compras de reservas	-	30,8	-	-	30,8	-	30,8
Producción del ejercicio	(838,8)	(37,0)	(10,8)	(9,6)	(57,4)	(1,3)	(897,6)
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)
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
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

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

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 mmboe 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 reservas en tierra, así como en el post-sal *offshore*, en Brasil y los EE.UU., además de resultados positivos en las respuestas de los embalses, 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 mmboe de nuestras reservas probadas debido a las ventas de minerales *in situ* y 16 mmboe en nuestras reservas probadas debido a la compra de minerales *in situ*, lo que resulta en un efecto neto de una disminución de 153 mmboe en nuestras reservas probadas. El resultado neto de estas adiciones y ventas, con exclusión de la producción, fue un aumento del 81 mmboe para nuestras reservas probadas en 2016. Teniendo en cuenta una producción de 925 mmboe en el año de 2016, nuestra reserva probada disminuyó 844 mmboe. Esta producción no tiene en cuenta pruebas de larga duración en bloques de exploración en Brasil y producción en Bolivia, ya que la Constitución boliviana prohíbe la divulgación y el registro de sus reservas.

El 31 de diciembre de 2016, la Compañía tenía un total de 4.441,1 mmboe de las reservas probadas no desarrolladas, de los cuales aproximadamente 7,4% (329,1 mmboe) permanecen no desarrolladas durante cinco años o más por muchos factores que afectan el desarrollo y producción, incluyendo la complejidad inherente al desarrollo de proyectos en aguas ultraprofundas, en particular en las Cuencas de Santos y Campos, que requieren inversiones para desarrollar la infraestructura necesaria.

En 2015, nuestras reservas probadas disminuyeron en 2.186 mmboe 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 mmboe debido a las ventas de reservas probadas. Esta disminución fue parcialmente compensada por la incorporación de 494 mmboe de reservas probadas de descubrimientos de nuevas acumulaciones y extensiones en Brasil, específicamente en las Cuencas de Santos, Campos y Espíritu Santo, y en Argentina, en la Cuenca de Neuquén, y la incorporación de 22 mmboe debido a una mejor recuperación. El resultado neto (excluyendo la producción) fue una disminución de 1.692 mmboe en nuestras reservas probadas en 2015. Teniendo en cuenta una producción de 932 mmboe en 2015, nuestra reducción neta de reservas probadas fue de 2.625 mmboe. Este volumen de producción no tiene en cuenta la producción de pruebas de larga duración en los bloques exploratorios en Brasil, y la producción en Bolivia, ya que la Constitución boliviana prohíbe la divulgación y el registro de sus reservas.

En 2014, hemos añadido 1.097 mmboe a nuestras reservas probadas, excluyéndose oleo y gas sintéticos, mientras que (i) hubo la devolución por Petrobras de once campos en Brasil a la ANP (cuatro con reservas probadas) y (ii) Petrobras alienó participaciones/inversiones en campos de Perú, Colombia, Argentina y Estados Unidos, que representan reservas probadas agregadas de 193 millones de barriles de petróleo equivalente. El resultado neto de estas adiciones y ventas fue un aumento de 904 millones de barriles de petróleo equivalente a nuestras reservas probadas en 2014. Teniendo en cuenta una producción de 896 millones de boe en 2014, nuestro aumento neto de las reservas probadas fue de 8 millones de barriles de petróleo equivalente. Este volumen de producción no tiene en cuenta la producción de Prueba de Larga Duración en los bloques exploratorios en Brasil, la producción de petróleo y gas sintéticos y producción en Bolivia, ya que la Constitución boliviana prohíbe la divulgación y el registro de sus reservas.

Las tablas siguientes presentan los volúmenes de reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas, netos:

	2016				2015				2014			
	Petróleo Crudo	Petróleo Sintético	Gas Natural	Gas Sintético	Petróleo Crudo	Petróleo Sintético	Gas Natural	Gas Sintético	Petróleo Crudo	Petróleo Sintético	Gas Natural	Gas Sintético
	(millones de barriles)		(miles millones pies cúb.)		(millones de barriles)		(miles millones pies cúb.)		(millones de barriles)		(miles millones pies cúb.)	
Reservas comprobadas desarrolladas, netas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	4.250,1	6,8	5.034,2	9,2	4.266,5	6,9	5.320,5	9,3	7.002,7	7,9	6.661,0	10,6
América del Sur	0,5	-	33,7	-	39,7	-	366,3	-	52,0	-	358,2	-
América del Norte	79,6	-	83,6	-	53,6	-	122,5	-	63,6	-	146,2	-
Extranjero	80,1	-	117,3	-	93,4	-	488,8	-	115,6	-	504,3	-
Total Entidades Consolidadas	4.330,2	6,8	5.151,5	9,2	4.359,8	6,9	5.809,3	9,3	7.118,3	7,9	7.165,4	10,6
Entidades no Consolidadas												
América del Sur	-	-	-	-	6,6	-	8,0	-	9,4	-	15,7	-
África	32,5	-	8,6	-	28,0	-	10,4	-	30,8	-	14,4	-
Extranjero	32,5	-	8,6	-	34,7	-	18,4	-	40,2	-	30,1	-
Total Entidades no Consolidadas	32,5	-	8,6	-	34,7	-	18,4	-	40,2	-	30,1	-
Total Entidades Consolidadas y no Consolidadas	4.362,7	6,8	5.160,1	9,2	4.394,5	6,9	5.827,7	9,3	7.158,5	7,9	7.195,5	10,6
Reservas comprobadas y no desarrolladas, netas:												
Entidades Consolidadas												
Brasil	3.812,9	-	3.359,7	-	4.277,7	-	4.267,2	-	3.848,2	-	4.509,2	-
América del Sur	0,3	-	80,2	-	12,5	-	314,2	-	14,6	-	372,5	-
América del Norte	16,8	-	3,6	-	37,0	-	16,0	-	56,4	-	33,8	-
Extranjero	17,1	-	83,8	-	49,5	-	330,3	-	71,0	-	406,3	-
Total Entidades Consolidadas	3.830,0	-	3.443,6	-	4.327,2	-	4.597,5	-	3.919,2	-	4.915,5	-
Entidades No Consolidadas												
América del Sur	-	-	-	-	7,9	-	8,9	-	8,6	-	11,9	-
África	36,5	-	3,9	-	37,8	-	6,2	-	23,3	-	4,9	-
Extranjero	36,5	-	3,9	-	45,7	-	15,1	-	31,9	-	16,8	-
Total Entidades no Consolidadas	36,5	-	3,9	-	45,7	-	15,1	-	31,9	-	16,8	-
Total Entidades Consolidadas y no Consolidadas	3.866,5	-	3.447,5	-	4.372,9	-	4.612,6	-	3.951,1	-	4.932,3	-

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

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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Información Complementaria sobre Actividades de Exploración y Producción de Petróleo y Gas (No Auditadas)

(Expresados en millones de dólares estadounidenses, excepto cuando indicado en contrario)

v) 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 calculadas 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 precio del primer día 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 cuando 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.

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Información Complementaria sobre Actividades de Exploración y Producción de Petróleo y Gas (No Auditadas)

(Expresados en millones de dólares estadounidenses, excepto cuando indicado en contrario)

	Consolidado					Inversiones por Equivalencia Patrimonial
	Extranjero				Total	
	Brasil	América del Sur	América del Norte	África y otros	Total	
El 31 de diciembre de 2016						
Ingresos de efectivo futuros	357.374	600	3.809		4.408	361.783
Costos de producción futuros	(209.413)	(239)	(2.153)		(2.392)	(211.806)
Costos de desarrollo futuros	(42.357)	(120)	(531)		(652)	(43.009)
Gastos por impuestos a las ganancias futuros	(46.234)	(65)	(40)		(105)	(46.338)
Flujos de efectivo netos futuros no descontados	59.370	175	1.084		1.259	60.630
Descuento del 10% a mediados de año a efectos de la época de flujos de efectivo estimados *	(24.946)	(78)	(255)		(332)	(25.279)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros netos descontados	34.424	98	830		927	35.351
El 31 de diciembre de 2015						
Ingresos de efectivo futuros	462.364	6.541	4.720		11.261	473.625
Costos de producción futuros	(256.130)	(3.165)	(2.684)		(5.849)	(261.979)
Costos de desarrollo futuros	(65.449)	(1.056)	(992)		(2.048)	(67.497)
Gastos por impuestos a las ganancias futuros	(61.408)	(527)	(23)		(550)	(61.958)
Flujos de efectivo netos futuros no descontados	79.377	1.793	1.021		2.814	82.191
Descuento del 10% a mediados de año a efectos de la época de flujos de efectivo estimados *	(36.608)	(588)	(148)		(736)	(37.344)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros netos descontados	42.769	1.205	873		2.078	44.847
El 31 de diciembre de 2014						
Ingresos de efectivo futuros	1.080.516	7.164	11.334		18.498	1.099.014
Costos de producción futuros	(469.252)	(3.743)	(3.687)		(7.430)	(476.682)
Costos de desarrollo futuros	(70.098)	(1.195)	(2.351)		(3.547)	(73.644)
Gastos por impuestos a las ganancias futuros	(188.740)	(618)	(408)		(1.026)	(189.766)
Flujos de efectivo netos futuros no descontados	352.427	1.608	4.888		6.495	358.922
Descuento del 10% a mediados de año a efectos de la época de flujos de efectivo estimados *	(178.720)	(526)	(1.582)	-	(2.108)	(180.828)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros netos descontados	173.707	1.082	3.306	-	4.388	178.094

(*) Capitalización semestral

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

Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Información Complementaria sobre Actividades de Exploración y Producción de Petróleo y Gas (No Auditadas)

(Expresados en millones de dólares estadounidenses, excepto cuando indicado en contrario)

	Consolidado							Inversiones por Equivalencia Patrimonial
	Extranjero							
	Brasil	América del Sur	América del Norte	Africa	Otros	Total	Total	
Saldo al 1º de enero de 2016	42.770	1.205	873	-	-	2.078	44.848	511
Ventas y transferencias de petróleo y gas, netas de costos de producción	(18.425)	(351)	(432)	-	-	(783)	(19.208)	(208)
Costos de desarrollo habidos	12.429	176	148	-	-	324	12.753	389
Cambio neto debido a compras y ventas de minerales em el local	-	(1.094)	-	-	-	(1.094)	(1.094)	(54)
Cambio neto debido a extensiones, hallazgos y mejoras en recuperación, menos costos relacionados	1.234	-	484	-	-	484	1.718	67
Revisiones de las estimativas de cantidades	1.197	-	223	-	-	223	1.420	242
Cambio neto de precios, precios de transferencia y costos de producción	(27.031)	-	(760)	-	-	(760)	(27.791)	(477)
Cambio em costos futuros de desarrollo	9.175	-	231	-	-	231	9.406	(18)
Intereses del descuento	4.277	162	82	-	-	244	4.521	52
Cambio neto en impuestos sobre la renta	8.799	-	(1)	-	-	(1)	8.798	62
Otros - no especificados	-	(1)	(19)	-	-	(19)	(19)	17
Saldo al 31 de diciembre de 2016	34.424	98	830	-	-	927	35.351	583
Saldo al 1º de enero de 2015	173.707	1.082	3.306	-	-	4.388	178.095	1.292
Ventas y transferencias de petróleo y gas, netas de costos de producción	(17.330)	(560)	(403)	-	-	(963)	(18.293)	(248)
Costos de desarrollo habidos	15.536	451	397	-	-	848	16.384	431
Cambio neto debido a compras y ventas de minerales em el local	(34)	(58)	-	-	-	(58)	(92)	-
Cambio neto debido a extensiones, hallazgos y mejoras en recuperación, menos costos relacionados	6.522	324	-	-	-	324	6.846	487
Revisiones de las estimativas de cantidades	(29.592)	2	(655)	-	-	(653)	(30.245)	134
Cambio neto de precios, precios de transferencia y costos de producción	(185.071)	150	(2.809)	-	-	(2.659)	(187.730)	(1.737)
Cambio em costos futuros de desarrollo	(6.948)	(370)	538	-	-	168	(6.780)	(121)
Intereses del descuento	17.371	157	314	-	-	471	17.842	130
Cambio neto en impuestos sobre la renta	68.608	67	93	-	-	160	68.768	337
Otros - no especificados	-	(40)	92	-	-	52	52	(193)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	42.769	1.205	873	-	-	2.078	44.847	512
Saldo al 1º de enero de 2014	188.569	2.754	3.335	-	-	6.088	194.657	1.704
Ventas y transferencias de petróleo y gas, netas de costos de producción	(38.212)	(652)	(700)	-	-	(1.352)	(39.563)	(952)
Costos de desarrollo habidos	18.158	546	418	-	-	964	19.122	638
Cambio neto debido a compras y ventas de minerales em el local	-	(1.092)	106	-	-	(985)	(985)	-
Cambio neto debido a extensiones, hallazgos y mejoras en recuperación, menos costos relacionados	7.197	182	-	-	-	182	7.379	-
Revisiones de las estimativas de cantidades	16.764	(28)	213	-	-	185	16.949	(30)
Cambio neto de precios, precios de transferencia y costos de producción	(33.371)	(255)	(378)	-	-	(633)	(34.004)	(576)
Cambio em costos futuros de desarrollo	(11.824)	(361)	38	-	-	(323)	(12.147)	(116)
Intereses del descuento	18.857	132	343	-	-	475	19.331	176
Cambio neto en impuestos sobre la renta	7.570	(114)	(94)	-	-	(208)	7.363	86
Otros - no especificados	-	(30)	25	-	-	(6)	(6)	362
Saldo al 31 de diciembre de 2014	173.707	1.082	3.306	-	-	4.388	178.094	1.292

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