

# ***ESTADOS FINANCIEROS***

---

*El 31 de diciembre de 2017, 2016 y  
2015 con informe de los auditores  
independientes registrados*

*(Traducción libre del original  
redactado en inglés)*

KPMG Auditores Independentes.....	3
PWC Auditores Independentes.....	5
Informe de gestión sobre el control interno de la información financiera.....	6
Estados de Situación Financiera Consolidados.....	9
Estados de Resultados Consolidados.....	10
Estados de los Resultados Integrales Consolidados.....	11
Estados de Flujos de Efectivos Consolidados.....	12
Estados de los Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados.....	13
1. La Compañía y sus operaciones.....	14
2. Base de elaboración y presentación de los estados financieros.....	14
3. “Operación Lava Jato” y sus reflejos en la Compañía.....	16
4. Resumen de las principales políticas contables.....	19
5. Uso de estimaciones y juicios.....	30
6. Nuevas normas e interpretaciones.....	36
7. Efectivo y equivalentes al efectivo e inversiones financieras.....	40
8. Cuentas por cobrar.....	41
9. Inventarios.....	44
10. Venta de activos y otras reestructuraciones societarias.....	44
11. Inversiones.....	51
12. Propiedad, planta y equipo.....	55
13. Activos Intangibles.....	58
14. Reducción por deterioro del valor de los activos ( <i>Impairment</i> ).....	61
15. Actividades de exploración y evaluación de reservas de petróleo y gas.....	72
16. Proveedores.....	73
17. Financiaciones.....	73
18. Arrendamientos.....	79
19. Partes relacionadas.....	80
20. Provisiones para desmantelamiento de áreas.....	83
21. Impuestos.....	83
22. Beneficios concedidos a los empleados.....	93
23. Patrimonio neto.....	104
24. Ingresos de ventas.....	107
25. Otros gastos netos.....	108
26. Costos y Gastos por naturaleza.....	109
27. Resultado financiero, neto.....	109
28. Informaciones complementarias al estado de flujo de efectivo.....	110
29. Informaciones por segmento.....	111
30. Procesos judiciales y contingencias.....	115
31. Compromisos de compra de gas natural.....	126
32. Garantías a los contratos de concesión para exploración de petróleo.....	126
33. Gestión de riesgos.....	127
34. Valor razonable de los activos y pasivos financieros.....	134
35. Eventos subsecuentes.....	135
36. Informaciones Relativas a los Títulos Garantizados Emitidos por las Subsidiarias.....	135
Información Complementaria (no auditada).....	136



KPMG Auditores Independentes  
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro  
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil  
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil  
Telefone +55 (21) 2207-9400, Fax +55 (21) 2207-9000  
www.kpmg.com.br

## Informe de los auditores independientes registrados no PCAOB (\*)

(Traducción libre del original en inglés)

A los Señores Directores y Accionistas de  
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras  
Rio de Janeiro – RJ

### **Opiniones sobre los Estados Financieros Consolidados y Control Interno sobre la Información Financiera**

Hemos auditado el estado consolidado de situación patrimonial de Petróleo Brasileiro SA - Petrobras y subsidiarias ("la Compañía") al 31 de diciembre de 2017, y los estados consolidados de resultados, de los resultados integrales, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo relacionados por el ejercicio terminado en esta fecha y las notas relacionadas (colectivamente, los "estados financieros consolidados"). También auditamos el control interno de la Compañía sobre los informes financieros al 31 de diciembre de 2017, de acuerdo con los criterios establecidos en *Internal Control – Integrated Framework* (2013) emitido por el *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados antes mencionados presentan de manera justa, en todos los aspectos materiales, la posición financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2017 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo para el año terminado en ese momento, en conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad. También en nuestra opinión, la Compañía mantuvo, en todos los aspectos materiales, un control interno efectivo sobre los informes financieros al 31 de diciembre de 2017, con base en los criterios establecidos en *Internal Control – Integrated Framework* (2013) (2013) emitido por el *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*.

### **Estimaciones relacionadas con pagos en exceso en la adquisición de propiedad de planta y equipo**

Como se discutió en la Nota 3 de los estados financieros, el 30 de septiembre de 2014, la Compañía reconoció una baja en el monto de \$ 2,527 millones en pagos excesivos por la adquisición de planta y equipo de propiedad incorrectamente capitalizados de acuerdo con testimonios obtenidos de investigaciones penales brasileñas. La nota también describe que no se ha identificado ninguna información adicional a través de esta fecha que pueda tener un impacto material en la metodología de estimación adoptada para la amortización previamente registrada.



### **Bases para la opinión**

La administración de la Compañía es responsable por estos estados financieros consolidados, de mantener un control interno efectivo sobre los informes financieros y de evaluar la efectividad del control interno sobre los informes financieros, incluidos en el Informe de la Administración sobre el Control interno de la información financiera. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados de la Compañía y una opinión sobre el control interno de la Compañía sobre los informes financieros basados en nuestras auditorías. Somos una firma de contaduría pública registrada en la Junta de Supervisión Contable de Empresas Públicas (Estados Unidos) ("PCAOB") y se requiere que sean independientes con respecto a la Compañía de acuerdo con las leyes federales de valores de EE. UU. Y las normas y regulaciones aplicables de la *Securities and Exchange Commission* y PCAOB.

Realizamos nuestras auditorías de acuerdo con las normas del PCAOB. Esas normas requieren que planifiquemos y realicemos las auditorías para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados están libres de errores materiales, ya sea por error o fraude, y de si el control interno efectivo sobre los informes financieros se mantuvo en todos los aspectos materiales.

Nuestra auditoría de los estados financieros consolidados incluyó la realización de procedimientos para evaluar los riesgos de incorrección material de los estados financieros consolidados, ya sea por error o fraude, y la realización de procedimientos que responden a esos riesgos. Dichos procedimientos incluyeron el examen, a modo de prueba, de evidencia sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Nuestra auditoría también incluyó la evaluación de los principios contables utilizados y las estimaciones significativas realizadas por la administración, así como la evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados. Nuestra auditoría del control interno de los informes financieros incluyó la comprensión del control interno de los informes financieros, la evaluación del riesgo de que exista una deficiencia material y evaluación del diseño y la efectividad operativa del control interno en función del riesgo evaluado. Nuestras auditorías también incluyeron realizar otros procedimientos que consideramos necesarios en las circunstancias. Creemos que nuestras auditorías proporcionan una base razonable para nuestras opiniones.

### **Definición y limitaciones del control interno sobre la información financiera**

El control interno de una compañía sobre los informes financieros es un proceso diseñado para proporcionar una seguridad razonable con respecto a la confiabilidad de los informes financieros y la preparación de los estados financieros para fines externos de acuerdo con los principios contables generalmente aceptados. El control interno de una compañía sobre los informes financieros incluye aquellas políticas y procedimientos que (1) se relacionan con el mantenimiento de registros que, con un detalle razonable, reflejan de manera precisa y justa las transacciones y disposiciones de los activos de la compañía; (2) proporcionan una seguridad razonable de que las transacciones se registran según sea necesario para permitir la preparación de estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados, y que los recibos y gastos de la compañía se realizan solo de acuerdo con las autorizaciones de la administración y los directores de la compañía; y (3) proporcionan una seguridad razonable con respecto a la prevención o detección oportuna de la adquisición, el uso o la disposición no autorizados de los activos de la compañía que podrían tener un efecto material en los estados financieros.

Debido a sus limitaciones inherentes, el control interno sobre la información financiera puede no prevenir o detectar declaraciones incorrectas. Además, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o que el grado de cumplimiento de las políticas o procedimientos pueda deteriorarse.

/s/ KPMG Auditores Independientes

Hemos servido como auditor de la Compañía desde 2017.

Rio de Janeiro, RJ

Marzo 14, 2018

(\*) *Consejo de Supervisión Contable de Empresas Públicas en Estados Unidos ("PCAOB - Public Company Accounting Oversight Board")*



(Traducción libre del original en inglés)

## **Informe del Auditor Independiente según las normas del PCAOB**

Sres. del Consejo de Administración y Accionistas  
Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

En nuestra opinión, el estado consolidado de situación patrimonial al 31 de diciembre de 2016 y los respectivos estados consolidados de resultados, del resultado integral, de flujos de efectivo y de evolución del patrimonio neto para cada uno de los dos años por el período terminado el 31 de diciembre de 2016 presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación patrimonial y financiera de Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras y sus controladas (la "Compañía") al 31 de diciembre de 2016, y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo para cada uno de los dos años por el período terminado el 31 de diciembre de 2016 de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS) emitidas por el International Accounting Standards Board. Dichos estados contables son responsabilidad de la administración de la Compañía. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados contables, basados en nuestras auditorías. Nuestras auditorías de estos estados contables fueron conducidas de acuerdo con las normas del Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB, Estados Unidos). Esas normas requieren que planeemos e realicemos la auditoría a fin de alcanzar una seguridad razonable de si los estados contables se encuentran libres de errores significativos. Una auditoría comprende la constatación, basada en pruebas, de evidencias que respalden los valores e informaciones presentes en los estados contables, incluye la evaluación de los principios contables adoptados y las estimaciones significativas efectuadas por la administración, así como evalúa la presentación de los estados contables en su conjunto. Consideramos que nuestras auditorías proporcionan una base razonable para nuestra opinión. De acuerdo con el contenido de la Nota 3 a los estados contables, en 2014 la Compañía efectuó la baja de US\$ 2.527 millones por concepto de sobrepagos al adquirir bienes del activo fijo incorrectamente capitalizados según testimonio obtenido de investigaciones criminales brasileñas.

PricewaterhouseCoopers  
Auditores Independientes

Rio de Janeiro, Brasil,  
26 de Abril de 2017

---

*PricewaterhouseCoopers, Rua do Russel, 804 - 6ª e 7ª andares, Glória, Rio de Janeiro, RJ, Brasil 22210-010, Caixa Postal 949,  
Rio de Janeiro, RJ T: (21) 3232-6112, [www.pwc.com/br](http://www.pwc.com/br)*

---

**Informe de gestión sobre el control interno de la información financiera**

Nuestra gerencia es responsable de establecer y mantener un control interno adecuado sobre los informes financieros y de evaluar la efectividad del control interno sobre los informes financieros.

Nuestro control interno sobre la información financiera es un proceso establecido por, o bajo la supervisión, de nuestro Presidente y nuestro Director Ejecutivo Financiero y de Relaciones con Inversores, y efectuado por nuestra junta directiva, la administración y otros empleados, y está preparado para proporcionar una garantía razonable con respecto a la confiabilidad de la información financiera y de la preparación de nuestros estados financieros consolidados para fines externos, de acuerdo con las NIIF, según lo publicado por el IASB.

Debido a sus limitaciones inherentes, el control interno sobre los informes financieros puede no prevenir o detectar informaciones incorrectas. Además, las proyecciones de cualquier evaluación de la efectividad del control interno sobre la información financiera a períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles puedan volverse inadecuados debido a cambios en las condiciones, o que el grado de cumplimiento de nuestras políticas o procedimientos pueda deteriorarse.

Nuestra gerencia ha evaluado la efectividad de nuestro control interno sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2017, de acuerdo con los criterios establecidos en Controles Internos - Marco Integrado (2013), emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (COSO). Con base en esta evaluación y criterios, nuestra administración ha concluido que nuestro control interno sobre los informes financieros entró en vigencia el 31 de diciembre de 2017.

**Actividades de remediación relacionadas con debilidades materiales en el control interno sobre informes financieros al 31 de diciembre de 2016**

Durante la evaluación de nuestra administración del control interno sobre la información financiera al 31 de diciembre de 2016, nuestra administración identificó ciertas debilidades materiales. Una debilidad material es una deficiencia, o una combinación de deficiencias, en el control interno sobre la información financiera, de tal forma que existe una posibilidad razonable de que una declaración equivocada material en nuestros estados financieros consolidados anuales o intermedios no se prevenga ni se detecte oportunamente.

Tomamos medidas significativas para remediar con éxito las debilidades materiales informadas en nuestro Informe de gestión sobre el control interno de la información financiera para ejercicios fiscales anteriores, como se describe a continuación. Como resultado, la evaluación de nuestra administración del control interno sobre los informes financieros al 31 de diciembre de 2017 no identificó ninguna debilidad importante.

**Actividades de remediación relacionadas con propiedad, planta y equipo**

Durante 2017, mejoramos nuestros procedimientos para analizar oportunamente las situaciones posibles de contratistas y proveedores en incumplimiento o que enfrentan condiciones económicas y financieras adversas, en particular con respecto a los anticipos otorgados a los proveedores. Además, revisamos nuestro control interno sobre los informes financieros para mejorar nuestros procedimientos y fortalecer los controles relacionados con la disolución de los contratos en servicio con los proveedores.

Con base en las medidas adoptadas y las pruebas realizadas sobre el control interno de los informes financieros, nuestra administración concluyó que esta deficiencia fue remediada al 31 de diciembre de 2017.

**Actividades de remediación relacionadas con la gestión del acceso a los sistemas y la segregación de funciones en los procesos comerciales y de tecnología de la información**

En 2017, además de las acciones y controles implementados en años anteriores, realizamos medidas para remediar las deficiencias de control, incluida la mejora de los procedimientos y la automatización en la gestión del acceso a los usuarios en el entorno ERP. Nuestras acciones de remediación incluyeron lo siguiente:

- Revisión de nuestra metodología de evaluación de riesgos relacionada con el entorno de control de acceso ERP, con la intención de implementar un proceso de evaluación de riesgos de segregación de funciones y acceso crítico a sistemas, que fueron evaluados por los respectivos gerentes con respecto a transacciones, objetos de autorización y valores. Esta revisión incluyó nuestras áreas de Administración de riesgos, Cumplimiento, Seguridad de TI y Negocios. Establecemos reglas para la clasificación de riesgos (crítica, alta, media o baja) que consideran la probabilidad de ocurrencia y los posibles impactos. Con este nuevo proceso, dicha evaluación se lleva a cabo continuamente, a lo largo del año, con el fin de detectar cualquier riesgo nuevo y posibles cambios en nuestro ambiente comercial;
- Reducción del número de perfiles conflictivos asociados con riesgos críticos de segregación de funciones. Como resultado de este esfuerzo, logramos reducciones relevantes en los conflictos y redujimos significativamente nuestra exposición a estos riesgos;
- Rediseño de los controles de monitoreo para analizar el motivo de la materialización de la segregación de tareas durante todo el año;
- Implementación de interfaces entre ERP y los sistemas de control de acceso para algunos sistemas críticos que no son ERP;
- Rediseño de controles preventivos para mejorar las reglas de los diferentes niveles de aprobación para otorgar acceso crítico y perfiles de sistemas en conflicto; y
- Mejora continua en la calidad de la orientación, capacitación y asistencia a los responsables de monitorear y revisar los riesgos asociados con la segregación de tareas y el acceso crítico.

Nuestra gerencia reconoció que las acciones tomadas para remediar la debilidad material de la restricción de acceso y la segregación de funciones representan una mejora en la mitigación de riesgos y en el ambiente de control sobre este proceso. Debido a los cambios implementados, nuestra administración concluyó que nuestro ambiente ha alcanzado la madurez requerida para concluir que la debilidad material fue remediada al 31 de diciembre de 2017.

#### **Actividades de remediación relacionadas con el cálculo del pasivo neto actuarial**

En 2017, en respuesta a debilidades materiales relacionadas con los pasivos actuariales, mejoramos nuestro control interno sobre las bases de datos del plan de salud (AMS) y el plan de pensiones (Petros) de la siguiente manera:

- Mejora de los controles internos, centrándose en el análisis y la revisión de la información almacenada en la base de datos;
- Implementación de procedimientos para mejorar la confiabilidad de la información que surge de los sistemas AMS y Petros; y
- Reinscripción de los participantes de AMS que se facturan manualmente.

En nuestro deber de supervisión con respecto a los activos del plan de pensiones administrados por la Fundación Petros, tenemos acceso a la información de ellos y la evaluamos periódicamente, a través del Comité Ejecutivo de Petros, analizando asuntos relacionados con el proceso de supervisión de la Fundación Petros. Estas acciones mejoraron el ambiente de control de la Fundação Petros, con el objetivo de preservar nuestros intereses como patrocinador.

En base a las medidas adoptadas, nuestra administración concluyó que las acciones implementadas representaron una mejora en la mitigación de riesgos en el ambiente de control durante este proceso y concluyó que esta deficiencia fue remediada al 31 de diciembre de 2017.

---

**Auditoría de la efectividad del control interno sobre la información financiera**

Nuestros auditores independientes, KPMG Auditores Independentes, ha auditado la efectividad de nuestro control interno sobre la información financiera, como se establece en su informe al 31 de diciembre de 2017, que se incluye aquí.

Pedro Pullen Parente  
Presidente

Ivan de Souza Monteiro  
Director Ejecutivo Financiero y de Relaciones con Inversores



# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Estados de Situación Financiera Consolidados

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y 2015 (En millones de dólares estadounidenses)



Activo	Nota	31.12.2017	31.12.2016	Pasivo	Nota	31.12.2017	31.12.2016
<b>Corriente</b>				<b>Corriente</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	22.519	21.205	Proveedores	16	5.767	5.762
Inversiones Financieras	7	1.885	784	Financiaciones	17	7.001	9.755
Cuentas por cobrar, netas	8	4.972	4.769	Arrendamientos financieros corrientes	18.1	25	18
Inventarios	9	8.489	8.475	Impuestos a las ganancias	21.1	299	127
Impuestos a las ganancias	21.1	479	602	Pasivos por otros impuestos	21.1	4.548	3.628
Impuestos y contribuciones	21.1	1.958	1.900	Sueldos, vacaciones, cargas y participaciones		1.309	2.197
Anticipos a proveedores		78	166	Planes de pensión y salud	22	844	820
Otros activos corrientes		1.433	1.140	Provisión para procesos judiciales	30.1	2.256	-
		41.813	39.041	Otras cuentas y gastos por pagar		2.508	2.104
Activos mantenidos para la venta	10.2	5.318	5.728			24.557	24.411
		47.131	44.769	Pasivos asociados a activos disponibles para la venta	10.2	391	492
						24.948	24.903
<b>No Corriente</b>				<b>No corriente</b>			
Realizable a largo plazo				Financiaciones	17	102.045	108.371
Cuentas por cobrar, netas	8	5.175	4.551	Arrendamientos financieros	18.1	204	226
Inversiones Financieras	7	64	90	Impuestos a las ganancias	21.1	671	-
Depósitos judiciales	30.2	5.582	3.999	Impuestos a las ganancias diferidos	21.5	1.196	263
Impuestos a las ganancias diferidos	21.5	3.438	4.307	Planes de pensión y salud	22	20.986	21.477
Impuestos y contribuciones	21.1	3.075	3.141	Provisión para procesos judiciales	30.1	4.770	3.391
Anticipos a proveedores		1.032	1.148	Provisión para desmantelamiento de áreas	20	14.143	10.252
Otros activos no Corrientes		3.084	3.184	Otros pasivos no corrientes		901	550
		21.450	20.420			144.916	144.530
				Total pasivo		169.864	169.433
Inversiones	11	3.795	3.052	<b>Patrimonio neto</b>			
Propiedad, planta y equipo	12	176.650	175.470	Capital social desembolsado	23.1	107.101	107.101
Activos intangibles	13	2.340	3.272	Transacciones de capital	23.2	1.067	628
		204.235	202.214	Reservas de ganancias	23.3	53.056	53.143
				Otros resultados integrales	23.4	(81.422)	(84.093)
				Propietarios de la controladora		79.802	76.779
				Participaciones no controladoras		1.700	771
						81.502	77.550
<b>Total de activos</b>		<b>251.366</b>	<b>246.983</b>	<b>Total pasivo y patrimonio neto</b>		<b>251.366</b>	<b>246.983</b>

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

	Nota	2017	2016	2015
Ingresos de ventas	24	88.827	81.405	97.314
Costo de ventas		(60.147)	(55.417)	(67.485)
<b>Ganancia bruta</b>		<b>28.680</b>	<b>25.988</b>	<b>29.829</b>
Ingresos (Gastos)				
Gastos de ventas		(4.538)	(3.963)	(4.627)
Gastos de administración y generales		(2.918)	(3.319)	(3.351)
Gastos de exploración de petróleo y gás	15	(800)	(1.761)	(1.911)
Gastos con investigación y desarrollo		(572)	(523)	(630)
Gastos tributários		(1.843)	(714)	(2.796)
Reducción por deterioro del valor de los activos (Impairment)	14	(1.191)	(6.193)	(12.299)
Otros gastos, netos	25	(5.599)	(5.207)	(5.345)
		(17.461)	(21.680)	(30.959)
<b>Ganancia antes del resultado financiero, participación e impuestos</b>		<b>11.219</b>	<b>4.308</b>	<b>(1.130)</b>
Ingresos Financieros		1.047	1.053	1.412
Gastos Financieros		(7.395)	(6.958)	(6.437)
Diferencias cambiarias y monetarias, netas		(3.547)	(1.850)	(3.416)
<b>Resultado financiero neto</b>	27	<b>(9.895)</b>	<b>(7.755)</b>	<b>(8.441)</b>
Resultado de participaciones en participadas	11.2	673	(218)	(177)
<b>Ganancia (pérdida) antes de los impuestos</b>		<b>1.997</b>	<b>(3.665)</b>	<b>(9.748)</b>
Impuestos sobre la ganancia	21.7	(1.828)	(684)	1.137
<b>Ganancia (pérdida) del período</b>		<b>169</b>	<b>(4.349)</b>	<b>(8.611)</b>
Ganancia (pérdida) atribuible a:				
Propietarios de la controladora		(91)	(4.838)	(8.450)
Participaciones no controladoras		260	489	(161)
<b>Ganancia (pérdida) del período</b>		<b>169</b>	<b>(4.349)</b>	<b>(8.611)</b>
<b>Ganancia (pérdida) básica y diluida por acción ordinaria y preferida (en US\$)</b>	23.6	<b>(0,01)</b>	<b>(0,37)</b>	<b>(0,65)</b>

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

	2017	2016	2015
Ganancia (pérdida) del ejercicio	169	(4.349)	(8.611)
Elementos que no serán reclasificados a la cuenta de resultados:			
Ganancias (pérdidas) actuariales con planes de beneficios definidos	1.908	(5.296)	(53)
Impuesto diferido	(273)	1.058	(14)
	1.635	(4.238)	(67)
Resultados integrales de participaciones en inversiones	(1)	(3)	(1)
Elementos que pueden ser reclasificados a la cuenta de resultados:			
Ganancias (pérdidas) no realizadas de títulos disponibles para la venta			
Reconocidos en el Patrimonio Neto	15	-	-
Impuesto diferido	(4)	-	-
	11	-	-
Ganancias / (Pérdidas) a realizar en el hedge de flujo de efectivo - exportaciones			
Reconocidos en el Patrimonio Neto	(543)	10.779	(21.132)
Reclasificados al Estado de Resultados	3.154	2.841	2.057
Impuesto diferido	(887)	(4.629)	6.486
	1.724	8.991	(12.589)
Ganancias no realizadas de hedge de flujo de efectivo – Otros			
Reconocidos en el Patrimonio Neto	(5)	8	10
	(5)	8	10
Ajustes por diferencias de cambio (*)			
Reconocidos en el Patrimonio Neto	(851)	9.529	(29.248)
Reclasificados al Estado de Resultados	37	1.457	-
	(814)	10.986	(29.248)
Resultados integrales de participaciones en inversiones			
Reconocidos en el Patrimonio Neto	134	344	(860)
Reclasificados al Estado de Resultados	22	-	-
	156	344	(860)
Otros resultados integrales, total	2.706	16.088	(42.755)
<b>Total resultados integrales</b>	<b>2.875</b>	<b>11.739</b>	<b>(51.366)</b>
Resultado integral atribuible a los:			
Propietarios de la controladora	2.584	11.236	(51.209)
Participaciones no controladoras	291	503	(157)
<b>Total resultados integrales</b>	<b>2.875</b>	<b>11.739</b>	<b>(51.366)</b>

(\*) Incluye pérdida de US\$ 49 (pérdida de US\$ 413 en 2016) de asociadas y negocios conjuntos.

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

	2017	2016	2015
<b>Flujos de efectivo de las actividades operativas</b>			
Ganancia (pérdida) del ejercicio	169	(4.349)	(8.611)
Ajustes para:			
Gastos actuariales - Planes de pensión y salud	2.726	2.304	1.960
Resultado de participaciones en participadas	(673)	218	177
Depreciación, agotamiento y amortización	13.307	13.965	11.591
Reducción por deterioro del valor de los activos (Impairment)	1.191	6.193	12.299
Baja de pozos secos	279	1.281	1.441
Resultado en la venta y baja de activos	(1.498)	(293)	758
Variaciones en los tipos de cambio, monetarias y cargas financieras no realizadas y otras	9.602	7.962	9.172
Impuestos sobre las ganancias diferidos, netos	467	(913)	(2.043)
Pérdidas con cuentas incobrables	708	1.131	941
Ajuste al valor de mercado de los inventarios	66	343	431
Realización del ajustes por diferencias de cambio y otros resultados integrales	59	1.457	-
Revisión y actualización financiera de desmantelamiento de áreas	425	(836)	382
Ganancia en la remensuración de inversión retenida con pérdida de control	(217)	-	-
Provisión para acuerdo de la acción colectiva consolidada (Class Action)	3.449	-	-
Reducción (Aumento) en los activos			
Cuentas por cobrar	(978)	(39)	(396)
Inventarios	(336)	(518)	291
Depósitos judiciales	(1.671)	(986)	(789)
Otros activos	(223)	(319)	(819)
Aumento (Reducción) en los pasivos			
Proveedores	(62)	(1.060)	(1.226)
Impuestos por pagar	2.952	1.047	1.628
Planes de pensión y salud	(919)	(766)	(709)
Otros pasivos	(912)	664	76
Impuesto sobre la renta y contribución social pagados	(799)	(372)	(567)
<b>Efectivo neto generado por las actividades de operación</b>	<b>27.112</b>	<b>26.114</b>	<b>25.987</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión</b>			
Adquisiciones de propiedad, planta y equipo e intangibles	(13.639)	(14.085)	(21.653)
Aumento de inversiones	(75)	(125)	(108)
Ingresos por la venta de activos (desinversiones)	3.091	2.205	224
Desinversión (Inversiones) en activos financieros	(861)	229	7.982
Dividendos recibidos	452	473	259
<b>Efectivo neto generado por las actividades de inversión</b>	<b>(11.032)</b>	<b>(11.303)</b>	<b>(13.296)</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de financiación</b>			
Adquisición de participación de accionistas no controladores	19	29	100
Captaciones	27.075	18.897	17.420
Amortizaciones de principal	(36.095)	(30.660)	(14.809)
Amortizaciones de intereses	(6.981)	(7.308)	(6.305)
Dividendos pagados a los accionistas no controladores	(167)	(72)	(74)
Ingresos por la venta de participaciones, sin pérdida de control	1.511	-	503
<b>Efectivo neto generado por / (utilizado en) las actividades de financiación</b>	<b>(14.638)</b>	<b>(19.114)</b>	<b>(3.165)</b>
Efecto de la variación en los tipos de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(128)	450	(1.123)
<b>Aumento (reducción) de efectivo y equivalentes al efectivo en el ejercicio</b>	<b>1.314</b>	<b>(3.853)</b>	<b>8.403</b>
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio</b>	<b>21.205</b>	<b>25.058</b>	<b>16.655</b>
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio</b>	<b>22.519</b>	<b>21.205</b>	<b>25.058</b>

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras



## Estados de los Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y 2015 (En millones de dólares estadounidenses)

	Capital social (neto de costos de emisión)		Otros resultados integrales acumulados y costo asignado					Reservas de ganancias					Participaciones no controladoras	Total del patrimonio neto consolidado	
	Capital social suscrito y desembolsado	Costos de emisión	Transacciones de capital	Ajustes por diferencias de cambio	Hedge de flujo de efectivo relacionado con las exportaciones	Pérdidas actuariales en los planes de beneficios definidos	Otros resultados integrales y costo asignado	Legal	Estatutaria	Incentivos fiscales	Retención de ganancias	Ganancias acumuladas			Patrimonio neto atribuible a propietarios de la controladora
<b>Saldo el 31 de diciembre de 2014</b>	107.380	(279)	148	(41.968)	(7.699)	(7.295)	(438)	7.919	2.182	720	55.602	-	116.272	706	116.978
Realización de costo atribuido de asociadas	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	-	4	-	-	-
Transacciones de capital	-	-	173	-	-	-	-	-	-	-	-	-	173	338	511
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.450)	(8.450)	(161)	(8.611)
Otros resultados integrales	-	-	-	(29.252)	(12.589)	(67)	(851)	-	-	-	-	-	(42.759)	4	(42.755)
Destinos:															
Absorción de la pérdida en											(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
<b>Saldo el 31 de diciembre de 2015</b>	107.101		321				(100.163)				57.977	-	65.236	819	66.055
Realización de costo atribuido de asociadas	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	-	4	-	-	-
Transacciones de capital	-	-	307	-	-	-	-	-	-	-	-	-	307	(427)	(120)
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.838)	(4.838)	489	(4.349)
Otros resultados integrales	-	-	-	10.972	8.991	(4.238)	349	-	-	-	-	-	16.074	14	16.088
Destinos:															
Absorción de la pérdida en	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(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
<b>Saldo el 31 de diciembre de 2016</b>	107.101		628				(84.093)				53.143	-	76.779	771	77.550
Realización de costo atribuido de asociadas	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	-	4	-	-	-
Transacciones de capital	-	-	439	-	-	-	-	-	-	-	-	-	439	792	1.231
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(91)	(91)	260	169
Otros resultados integrales	-	-	-	(795)	1.724	1.585	161	-	-	-	-	-	2.675	31	2.706
Destinos:															
Absorción de la pérdida en reservas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(87)	87	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(154)	(154)
	107.380	(279)	1.067	(61.043)	(9.573)	(10.015)	(791)	7.919	2.182	720	42.235	-	79.802	1.700	81.502
<b>Saldo el 31 de diciembre de 2017</b>	107.101		1.067				(81.422)				53.056	-	79.802	1.700	81.502

Las notas explicativas forman parte integrante de los estados financieros.

## 1. La Compañía y sus operaciones

Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, en adelante denominada "Petrobras" o "Compañía", es una sociedad de economía mixta, bajo control de la Unión con plazo de duración indeterminado, que se regirá por las normas de derecho privado -en general- y, específicamente, por la Ley de Sociedades por Acciones (Ley n° 6.404, de 15 de diciembre de 1976), por la Ley n° 13.303, de 30 de junio de 2016, por el Decreto n° 8.945, de 27 de diciembre de 2016, y por su Estatuto Social.

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

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

Petrobras podrá tener sus actividades, desde que corresponda a su objeto social, orientadas por la Unión de modo a contribuir al interés público que justificó su creación, visando la atención del objetivo de la política energética nacional de garantizar el suministro de derivados de petróleo en todo el territorio el territorio nacional, en los términos del § 2º del art. 177 de la Constitución Federal, conforme a lo previsto en el art. 1º, inciso V, de la Ley n° 9.478, de 6 de agosto de 1997.

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

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

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

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

## 2. Base de elaboración y presentación de los estados financieros

### 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).

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.

La preparación de los estados financieros requiere el uso de estimaciones y supuestos para ciertas transacciones y sus impactos en activos, pasivos, ingresos y gastos. Aunque nuestra administración utiliza suposiciones y juicios que se revisan periódicamente, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Para obtener más información sobre las estimaciones contables, ver nota 5.

Los estados financieros consolidados anuales fueron aprobados y autorizados para su emisión por el Consejo de Administración de la Compañía en reunión celebrada el 14 de marzo de 2018.

## 2.2. Moneda funcional y de presentación

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

Petrobras ha seleccionado el dólar estadounidense como moneda de presentación para facilitar una comparación más directa con otras compañías de petróleo y gas. Los estados financieros han sido traducidos de la moneda funcional (Real brasileño) a la moneda de presentación (dólar estadounidense). Todos los activos y pasivos se convierten a dólares estadounidenses por la tasa de cambio de cierre a la fecha de los estados financieros; los ingresos y gastos, así como los flujos de efectivo se convierten a dólares estadounidenses utilizando las tasas de cambio promedio vigentes durante el período. Todas las diferencias de cambio que surgen de la conversión de los estados financieros consolidados de la moneda funcional a la moneda de presentación se reconocen como ajuste por diferencias de conversión, dentro de otros resultados integrales acumulados en los estados de los cambios en el patrimonio neto consolidados.

<b>Real x Dólar estadounidense</b>	<b>Dic 2017</b>	<b>Sep 2017</b>	<b>Jun 2017</b>	<b>Mar 2017</b>	<b>Dic 2016</b>	<b>Sep 2016</b>	<b>Jun 2016</b>	<b>Mar 2016</b>
Tasa promedio trimestral	3,25	3,16	3,22	3,15	3,29	3,25	3,51	3,91
Tasa al final del periodo	3,31	3,17	3,31	3,17	3,26	3,25	3,21	3,56

### **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, denunciados y en algunos casos condenados 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 pagados por Petrobras en el alcance de los contratos junto a los proveedores y contratistas involucrados en el esquema descrito anteriormente fueron integralmente incluidos en el costo histórico de los respectivos activos de propiedad, planta y equipo de la Compañía. Sin embargo, la Administración entendió, de acuerdo con la NIC 16 (*Property, Plant and Equipment*), que la parte de los pagos que realizó a esas empresas y que fue utilizada por ellas para realizar pagos indebidos, lo que representa gastos adicionales incurridos en consecuencia del esquema de pagos indebidos, no debería haber sido capitalizada. Así, en el tercer trimestre de 2014, la Compañía reconoció una baja en el monto de US\$2.527 de gastos capitalizados, referente a valores que Petrobras pagó adicionalmente en la adquisición de activos de propiedad, planta y equipo en ejercicios anteriores.

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

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

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

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



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

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.

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

La Compañía ha monitoreado continuamente las investigaciones de la "Operación Lava Jato", para obtener información adicional y evaluar su potencial impacto sobre los ajustes realizados en 2014 efectuados por las autoridades brasileñas y por la investigación interna independiente conducida por oficinas de abogados. Como resultado, no se identificaron en la preparación de los estados financieros del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 nuevas informaciones que alterasen la baja de gastos adicionales capitalizados indebidamente que fuera reconocida en el tercer trimestre de 2014, o impactase de forma relevante la metodología adoptada por la Compañía. Petrobras continuará monitoreando las investigaciones para obtener informaciones adicionales y evaluar su potencial impacto sobre los ajustes realizados.

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

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

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

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

No toleramos cualquier práctica de corrupción y consideramos inadmisibles prácticas de actos ilegales involucrando nuestros empleados. Así, desde 2015, la Compañía continuó implementando varias medidas como respuesta a los hechos descubiertos en la Operación Lava Jato y para mejorar su gobernanza corporativa y sus sistemas de conformidad.

En el proceso de fortalecimiento de los mecanismos internos de integridad para prevenir, detectar y sanar desvíos de fraudes, irregularidades y actos ilícitos, la Compañía continúa implementando medidas para fortalecer su gobernanza corporativa y los sistemas de conformidad (*compliance*), con el fin de establecer mejores prácticas alineadas a la estrategia de la Compañía y de acuerdo con las exigencias de nuevos reglamentos de gobernanza.

De esta forma, en 2016, entre otras medidas, aprobamos nuestra política de Conformidad Corporativa, realizamos entrenamientos para nuestros empleados y administradores sobre prevención a la corrupción y revisamos la iniciativa "Agentes de *Compliance*", para adecuarla a nuestra nueva estructura. En 2017, creamos la función de Director Adjunto de Gobernanza y Conformidad, revisamos el Código de Buenas Prácticas, publicamos la Carta Anual de Políticas Públicas y de Gobernanza Corporativa 2016, creamos el Programa de Entrenamiento para Administradores y mantuvimos el procedimiento de *Due Dilligence* de integridad sobre nuestros proveedores (aproximadamente 15 mil evaluaciones se concluyeron hasta 2017), así como la evaluación de *Background Check* de integridad realizada antes de la toma de decisiones para la designación de personas para posiciones clave en la Compañía. Adicionalmente, revisamos el estatuto social de Petrobras, ampliando las funciones del comité de minoritarios, dando más transparencia a los procesos de revisión de transacciones con partes relacionadas y de indicación de miembros de la alta administración y estableciendo límites para las inversiones de interés público.

El proceso continuo de fortalecimiento de las prácticas de gobernanza en la Compañía resultó en la certificación de Petrobras por B3 en el programa Destaque en Gobernanza de las Estatales y obtención de la nota máxima en el índice de gobernanza IG-SEST para empresas estatales del Ministerio de Planificación, y posibilitó la presentación por la Compañía de requerimiento de adhesión al nivel 2 de gobernanza de B3.

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

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

Con esta finalidad, ingresamos 15 acciones civiles públicas por actos de improbidad administrativa, interpuestas por el Ministerio Público Federal y por la Unión Federal, incluyendo pedido de indemnización por daños morales.

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

Así, la Compañía ya reconoció el resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato" en el monto acumulado de US\$ 252 hasta 31 de diciembre de 2017 (US\$ 131 en 2016 y US\$ 72 en 2015). El total de fondos recaudados hasta el 31 de diciembre de 2017 asciende a US \$ 455.

### **3.3. Investigaciones involucrando la Compañía**

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

El 21 de noviembre de 2014, Petrobras recibió una intimación (*subpoena*) de la *Securities and Exchange Commission* (SEC) requiriendo documentos relativos a la Compañía sobre, entre otros ítems, Operación Lava Jato y cualquier acusación relacionada con la violación de la Ley de Práctica de Corrupción en el Exterior (*U.S. Foreign Corrupt Practices Act*). El Departamento de Justicia de los Estados Unidos (*U.S. Department of Justice - DoJ*) está llevando a cabo una investigación similar. La Compañía ha respondido a las solicitudes procedentes de ambas las investigaciones y pretende continuar contribuyendo, actuando en conjunto con las oficinas de abogados brasileña y norteamericana contratadas para realizar una investigación interna independiente.

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

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

### **3.4. Acciones judiciales involucrando la Compañía**

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

## **4. Resumen de las principales políticas contables**

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

### **4.1. Base de consolidación**

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

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

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

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

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

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

Los procedimientos de consolidación implican la combinación de activos, pasivos, ingresos y gastos, de acuerdo con su función y la eliminación de todos los saldos y transacciones intragrupo, incluidos las ganancias no realizadas que surgen de las transacciones intragrupo.

#### 4.2. Información por segmento de operación

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

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

Los segmentos de operación de la Compañía son los siguientes:

- **Exploración y Producción:** incluye las actividades de exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo, GNL (gas natural licuado) y gas natural en Brasil y en el exterior, con el fin de suministrar, principalmente, nuestras 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 etanol, 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 etanol, por medio de participaciones accionarias, de la producción y de la comercialización de etanol, azúcar y el excedente de energía eléctrica generado a partir del bagazo de la caña de azúcar.
- **Distribución:** responsable por la distribución de derivados, etanol y gas natural vehicular en Brasil, representada principalmente por las operaciones de Petrobras Distribuidora S.A., así como las operaciones de distribución de derivados en el exterior (América del Sur).

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

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

### **4.3. Instrumentos financieros**

#### **4.3.1. Efectivo y equivalentes al efectivo**

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

#### **4.3.2. Activos financieros**

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

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

#### **4.3.3. Cuentas por cobrar**

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

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

#### **4.3.4. Financiaciones**

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

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

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

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

#### **4.3.5. Instrumentos financieros derivados**

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

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

#### **4.3.6. Operaciones de *hedge* de flujos de efectivo**

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

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

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

Cuando un instrumento de *hedge* vence o es liquidado anticipadamente, cuando una operación de *hedge* deja de cumplir los requisitos para la contabilidad de *hedge*, o cuando la Administración decide revocar la designación de contabilidad de *hedge* (*hedge accounting*), la ganancia o pérdida acumulada permanece reconocida en el patrimonio neto. La reclasificación de la ganancia o pérdida para el resultado es realizada cuando la transacción prevista ocurrir. Cuando no se espera que ocurra una transacción prevista, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio es transferida inmediatamente al estado de resultado.

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

#### **4.4. Inventarios**

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

El valor realizable neto es el precio estimado de venta de los inventarios en el curso ordinario del negocio, menos los costos estimados de terminación y los gastos estimados para completar la venta.

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

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

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

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

Las importaciones en curso se presentan al costo de adquisición.

#### **4.5. Inversiones en otras Compañías**

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

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

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

Sólo las operaciones conjuntas constituidas por entidad vehículo con personalidad jurídica propia deben ser evaluadas por el método de la participación. Para las otras operaciones conjuntas, la Compañía reconoce sus activos, pasivos y los ingresos y gastos relacionados en estas operaciones.

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

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

El método de adquisición se aplica a las transacciones en las que se produce la obtención de control. Las combinaciones de negocios de entidades bajo control común se contabilizan por el costo.

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

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

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



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

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

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

#### **4.8. Propiedad, planta y equipo**

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

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

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



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

Los activos depreciados por el método de las unidades producidas son aquellos relacionados directamente con la producción de petróleo y gas, cuya vida útil es igual o mayor que la vida del campo (tiempo del agotamiento de las reservas).

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

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

Derechos y concesiones, tales como bonos de suscripción, se amortizan de acuerdo con el método de unidad de producción, teniendo en cuenta el volumen de producción mensual en relación a las reservas probadas totales de cada campo productor del área a la que se refiere el bono de suscripción.

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

#### **4.9. Activos intangibles**

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

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

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

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

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

La Compañía evalúa los activos de propiedad, planta y equipo y los activos intangibles cuando hay indicativos de no recuperación de su valor contable. Tal evaluación se efectúa al menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo, entradas esas que son en gran medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos u otros grupos de activos (unidad generadora de efectivo - UGE).

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

En la aplicación del test de deterioro del valor de los activos, el valor contable de un activo o unidad generadora de efectivo se compara con su valor recuperable. El valor recuperable es el mayor valor entre el valor en uso de un activo y su valor razonable neto de su gasto de venta. Considerándose las sinergias del sistema Petrobras y la expectativa de utilización de los activos hasta el final de su vida útil, en general, el valor recuperable utilizado para evaluación del test es el valor en uso, excepto cuando específicamente indicado.

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

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

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

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

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

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

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

#### **4.12. Arrendamientos**

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

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

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

Cuando la Compañía es arrendadora del bien, se constituye una cuenta a cobrar por un valor igual a la inversión neta en el arrendamiento.

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

Pagos contingentes se reconocen como gastos cuando se incurren.

#### **4.13. Activos clasificados como mantenidos para la venta**

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

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

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

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

#### **4.14. Desmantelamiento de áreas**

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

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

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

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

#### **4.15. Provisiones, activos y pasivos contingentes**

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

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

#### **4.16. Impuesto sobre la renta y contribución social**

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

##### **a) Impuesto sobre la renta y contribución social corrientes**

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

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

##### **b) Impuesto a la renta y contribución social diferidos**

El impuesto sobre la renta y la contribución social diferidos son calculados sobre las diferencias temporales apuradas entre las bases fiscales de activos y pasivos y sus valores contables, al final del período que se está siendo reportado, aplicando las tasas que se encuentran en vigor al cierre del período reportado. El activo fiscal diferido es reconocido para todas las diferencias temporales deducibles, incluso para pérdidas y créditos fiscales no utilizados, en la medida en que sea probable la existencia de una ganancia imponible contra la cual la diferencia temporal deducible pueda ser utilizada, a menos que el activo fiscal diferido surja del reconocimiento inicial de activo o pasivo en la transacción que no es una combinación de negocios y en el momento de la transacción no afecta ni el lucro contable ni la ganancia imponible (pérdida fiscal). La existencia de ganancia imponible futura se basa en un estudio técnico, aprobado por la Administración de la Compañía.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se miden a las tasas impositivas promulgadas o sustancialmente aprobadas al final del período sobre el que se informa, y se compensan cuando se relacionan con impuestos sobre la renta gravados sobre la misma entidad imponible, cuando un derecho legalmente exigible para compensar los activos por impuestos corrientes y los pasivos por impuestos corrientes existentes y cuando los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se relacionan con los impuestos gravados por la misma autoridad tributaria sobre la misma entidad imponible.

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

Los compromisos actuariales relacionados con planes de pensiones y jubilación definidos y la asistencia médica se reconocen como pasivos en el estado de posición financiera en base a cálculos actuariales que son revisados anualmente por un actuario calificado independiente (actualización de cambios sustanciales en supuestos actuariales y estimaciones de expectativas beneficios futuros), utilizando el método de crédito unitario proyectado, neto del valor razonable de los activos del plan, cuando corresponda, del cual las obligaciones se liquidarán directamente.

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

El método de crédito unitario proyectado considera cada período de servicio como un hecho generador de una unidad adicional de beneficio, que se acumulan para el cálculo de la obligación final.

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

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

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

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

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

#### **4.18. Capital Social y Compensación de Accionistas**

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

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

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

#### **4.19. Otros resultados integrales**

Se clasifican como otros resultados integrales los ajustes derivados de: i) cambios en el valor razonable relativos a los activos financieros disponibles para la venta; ii) las porciones efectivas de ganancias o pérdidas de instrumentos de *hedge* en *hedges* de flujo de efectivo; iii) las nuevas mediciones en planes con beneficio definido; y iv) ajustes por diferencias de cambio.

#### **4.20. Subvenciones del gobierno**

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

#### **4.21. Reconocimiento de ingresos de ventas**

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

- La Compañía haya transferido al comprador los riesgos y beneficios más significativos inherentes a la propiedad de los bienes, lo que generalmente ocurre en el momento de la entrega, de acuerdo con los términos del contrato de venta;

- La Compañía no mantenga implicación continuada en la gestión de los bienes vendidos en grado normalmente asociado a la propiedad, ni efectivo control de tales bienes; el valor de los ingresos puede calcularse de manera fiable, comprendiendo el valor razonable de la contraprestación recibida o a recibir por la comercialización de productos y servicios, netos de las devoluciones, descuentos, impuestos y cargas sobre ventas;
- Es probable que los beneficios económicos asociados a la transacción irán fluir para la Compañía; y
- Los gastos incurridos o a incurrir, relativos a la transacción, puedan ser fácilmente calculados.

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

## **5. Uso de estimaciones y juicios**

La preparación de la información financiera consolidada requiere el uso de estimaciones y juicios para ciertas transacciones y sus impactos en los activos, pasivos, ingresos y gastos. Las suposiciones se basan en transacciones pasadas y informaciones relevantes y son revisadas periódicamente por la administración, aunque los resultados reales puedan diferir de estas estimaciones.

La información sobre aquellas áreas que requieren juicio significativo o que involucra un mayor grado de complejidad en la aplicación de las políticas contables y que podría afectar materialmente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía se establece de la siguiente manera:

### **5.1. Reservas de petróleo y gas natural**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Os activos relacionados con la exploración y desarrollo de la producción de petróleo y gas natural tienen la recuperación de su valor probado anualmente, independientemente de la existencia de indicios de deterioro. Para evaluar la recuperabilidad de tales activos, la Compañía utiliza el valor en uso, de acuerdo con la nota explicativa 4.10. En general, los análisis se basan en reservas probadas y reservas probables de acuerdo con los criterios establecidos por la ANP/SPE.

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

La definición de las unidades generadoras de efectivo - UGEs implica juicios y evaluación por parte de la Administración, con base en su modelo de negocio y gestión. Cambios en las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) identificadas por la Compañía pueden resultar en pérdidas o reversiones adicionales del deterioro de valor de los activos. Tales cambios pueden ocurrir con base en revisión de factores de inversiones, estratégicos u operacionales que pueden resultar en cambios en las interdependencias entre activos y, consecuentemente, en la agregación o desagregación de activos que pertenecían a determinadas UGEs. Las definiciones adoptadas fueron las siguientes:

#### **a) UGEs del área de Exploración y Producción:**

- i) Campo o polo de producción de petróleo y gas: compuesto por un conjunto de activos vinculados a la explotación y al desarrollo de la producción de un campo o de un polo (conjunto de dos o más campos) en Brasil o en el exterior. A 31 de diciembre de 2017, los campos de Guriatã y Guriatã Sul fueron considerados una misma UGE, el polo Guriatã, una vez que ambos campos comparten el mismo depósito, lo mismo ocurrió con los campos Canário da Terra y Canário da Terra Sul, que formaron el polo Canário da Terra. Con eso, en 31 de diciembre de 2017, el área de Exploración y Producción tenía 40 áreas tratados en forma de polos y que engloban 179 campos. Adicionalmente, el 30 de noviembre de 2017, la Compañía presentó a la ANP la declaración de comercialidad del campo de Mero, considerado como una UGE al 31 de diciembre de 2017.

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

#### **b) UGEs del área de Abastecimiento:**

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

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

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

- iv) UGE Petroquímica: comprendía los activos de las plantas petroquímicas de las empresas Petroquímica Suape y Citepe. En diciembre de 2016, los activos dejaron de componer una UGE y fueron reclasificados para el activo no corriente mantenido para la venta, en función de la aprobación de la venta de los activos de esas dos empresas por la Compañía;

v) UGE Transporte: la unidad generadora de efectivo de ese segmento es definida por los activos de la flota de buques de Transpetro. En diciembre de 2017, la Administración de Transpetro decidió por la hibernación por tiempo indefinido de tres buques en construcción de la clase PANAMAX (EI-512, EI-513 e EI-514) y, como consecuencia, estos activos dejaron de pertenecer a la UGE Transporte, y tuvieron sus valores recuperables probados aisladamente;

vi) UGE Trenes-Hidrovi a: comprende el conjunto de embarcaciones (trenes) en construcción del proyecto Hidrovi a (transporte de etanol a lo largo del Río Tiet ). En 2016, fueron removidos de la UGE Transportes en función de la postergación del proyecto por un extenso período de tiempo;

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

viii) Otras UGES: comprenden activos en el extranjero evaluados al menor grupo de activos que genera efectivo independiente de efectivos de otros activos u otros grupos de activos.

**c) UGEs del área de Gas y Energía:**

i) UGE Gas Natural: conjunto de activos que componen la malla comercial del gas natural (gasoductos), unidades de procesamiento de gas natural (UPGN) y conjunto de activos de fertilizantes y nitrogenados (plantas industriales). Considerando la baja probabilidad de éxito en la venta de determinadas plantas de fertilizantes y la decisión de la Administración de dar continuidad al posicionamiento estratégico definido en el Plan de Negocios y Gestión 2018-2022 aprobado en diciembre de 2017 de salir de ese negocio, todas las plantas que aún formaban parte de la UGE Gas Natural fueron retiradas y pasaron tener sus recuperabilidades probadas aisladamente;

ii) UGE Unidad de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN III): planta de Fertilizantes Nitrogenados III cuya construcción está paralizada y la entrada en operación pospuesta desde 2014;

iii) UGE Energía: conjunto de activos que componen el portfolio de usinas termoeléctricas (UTE);

iv) Otras UGES: comprenden activos en el extranjero evaluados al menor grupo de activos que genera efectivo independiente de efectivos de otros activos u otros grupos de activos.

**d) UGE del área de Distribución**

Conjunto de activos de distribución, principalmente las actividades operativas de Petrobras Distribuidora S.A.

**e) UGE del área de Biocombustible**

i) UGE Biodiesel: conjunto de activos que comprende las plantas de biodiesel. La definición de la UGE, con evaluación conjunta de las plantas, refleja el proceso de planificación y realización de la producción, teniendo en cuenta las condiciones del mercado nacional y la capacidad de suministro de cada planta, así como los resultados alcanzados en las subastas y la oferta de materia prima; y

ii) UGE del Quixad : comprende los activos de la Planta de Biodiesel Quixad -CE. En septiembre de 2016, fue excluida de la UGE Biodiesel en función de la decisión por el cierre de sus operaciones.

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

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

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

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

- Tasa de descuento – comprende la curva de inflación proyectada, basada en el mercado, más intereses reales determinados por medio de una tasa equivalente que combina el perfil de vencimientos de las obligaciones de pensiones y de salud con el futuro de la curva de rendimiento de los bonos de plazo más largo del gobierno brasileño;
- Tasa de variación de los gastos médicos y hospitalarios - representada por la proyección de tasa de crecimiento de los costos médicos y hospitalarios, basada en el histórico de desembolsos para cada individuo (per cápita) de la Compañía en los últimos cinco años, que se iguala a la tasa de inflación general de la economía en el plazo de 30 años.

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

El análisis de sensibilidad de las tasas de descuento y de los cambios en los costos médicos y hospitalarios, así como información adicional de las premisas, se describen en la nota explicativa 22.

### **5.5. Estimaciones relativas a los litigios y contingencias**

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

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

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

La información sobre los procedimientos provisionados y las contingencias se presentan en la nota explicativa 30.

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

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

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

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

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

## **5.7. Impuestos sobre la renta diferidos**

El reconocimiento de los pasivos por impuestos diferidos y los activos por impuestos diferidos implica estimaciones y juicios significativos por parte de la Compañía. Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que sea probable que exista una ganancia fiscal contra la cual se pueda utilizar una diferencia temporaria deducible o que sea probable que la entidad tenga suficientes ganancias imponibles en periodos futuros. Al evaluar si tendrá suficientes ganancias gravables en periodos futuros para respaldar el reconocimiento de activos por impuestos diferidos, la Compañía utiliza proyecciones y estimaciones futuras basadas en su Plan de Negocios y Administración, que es aprobado anualmente por el Consejo de Administración. Las proyecciones futuras de ganancias gravables se basan principalmente en los siguientes supuestos: i) precios del crudo Brent; ii) tipos de cambio de divisas; y iii) los gastos financieros netos (ingresos) proyectados por la Compañía.

El movimiento del impuesto sobre la renta diferido y la contribución social diferida se presentan en la nota 21.5.

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

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

Otras informaciones y análisis de sensibilidades de la contabilidad de *hedge* de flujos de efectivo de las exportaciones se describen en la nota 33.2.

## **5.9. Bajas de gastos adicionales capitalizados indebidamente**

Como se describe en la nota explicativa 3, la Compañía bajó 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 con cuentas incobrables**

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

## **6. Nuevas normas e interpretaciones**

### **6.1. IASB – International Accounting Standards Board**

#### **NIIF 9 - Instrumentos financieros**

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

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

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

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

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

#### **Clasificación y valoración de activos y pasivos financieros**

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

#### **Modificación de flujo de efectivo contractual de activos y pasivos financieros**

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

#### **Pérdida por deterioro del valor de los activos financieros (*Impairment*)**

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

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

#### **Contabilidad de *hedge***

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

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

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

### **NIIF 15 - Ingresos por contrato con los clientes**

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

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

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

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

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

### **Actuación de la Compañía como agente**

De acuerdo con las prácticas contables vigentes hasta 31 de diciembre de 2017, la Compañía considera que actuaba como principal en algunas transacciones, de manera que presenta por separado los ingresos de esas ventas, el costo del producto vendido y los gastos de ventas. Sin embargo, según los requerimientos contenidos en la NIIF 15, la Compañía actúa como agente, pues no llega a obtener el control de los bienes o servicios que son posteriormente vendidos al cliente. Así, a partir del primer de enero de 2018, los ingresos de esas operaciones seguirán siendo presentados en la misma línea en el estado de resultados, pero netos del costo del producto vendido y gastos de ventas.

### **Ingresos de derechos no ejercidos (*breakage*)**

De acuerdo con las prácticas contables vigentes hasta 31 de diciembre de 2017, la Compañía considera como ingresos de penalidades, presentados en la línea de "Otros gastos netos" en el estado de resultados, los ingresos provenientes de derechos no ejercidos por clientes en ciertos contratos de *take or pay* y *ship or pay*. Sin embargo, según los requerimientos de la NIIF 15, los ingresos procedentes de derechos no ejercidos por clientes deben considerarse como ingresos de ventas y se presentarán como tales a partir del primer de enero de 2018.



**CINIIF 22 - Foreign Currency Transactions and Advance Consideration**

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

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

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

**NIIF 16 – “Arrendamiento Mercantil”**

El 13 de enero de 2016, el IASB emitió el NIIF 16 –*Leases*, que se aplicará a los ejercicios iniciados en o después del primer de enero de 2019, en sustitución de los siguientes pronunciamientos e interpretaciones: NIC 17 - *Leases*; CINIIF 4 - *Determining whether an Arrangement contains a Lease*; SIC-15 - *Operating Leases - Incentives*; y SIC-27 - *Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease*.

La NIIF 16 contiene principios para la identificación, el reconocimiento, la medición, la presentación y la divulgación de arrendamientos mercantiles, tanto por parte de arrendatarios como de arrendadores. Este pronunciamiento deberá aplicarse a todos los contratos de arrendamiento mercantil, excepto:

- Arrendamientos para explotar o utilizar minerales, petróleo, gas natural y recursos no renovables similares;
- Arrendamientos de activos biológicos dentro del alcance de la NIC 41 - *Agriculture* mantenidos por arrendatario;
- Acuerdos de concesión de servicio dentro del alcance de la CINIIF 12 - *Service Concession Arrangements*;
- Licencias de propiedad intelectual concedidas por arrendador dentro del alcance de la NIIF 15; y
- Derechos retenidos por arrendatario previstos en contratos de licencias dentro del alcance de la NIC 38 - *Intangible Assets* para artículos como: películas, grabaciones de vídeo, reproducciones, manuscritos, patentes y derechos de autor.

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

A partir de la adopción inicial de la NIIF 16, los pagos de arrendamiento bajo arrendamientos operativos no serán reconocidos en los resultados. En cambio, los efectos de la depreciación de los derechos de uso de los activos arrendados, así como los el gasto financiero y la variación de los tipos de cambio calculados sobre la base de los pasivos financieros de los contratos de arrendamiento afectarán los resultados. El gasto financiero podrá ser objeto de capitalización, según lo previsto en el NIC 23 - *Borrowing Costs*, y la diferencia de cambio podrá ser parcial o totalmente diferida en el patrimonio neto, si los pasivos financieros se designan como instrumentos de hedge, según lo previsto en la NIIF 9.

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

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

## 7. Efectivo y equivalentes al efectivo e inversiones financieras

### Efectivo y equivalentes al efectivo

	31.12.2017	31.12.2016
Efectivo y bancos	1.570	591
Inversiones financieras de corto plazo		
- En Brasil		
Fondos de inversión DI y transacciones comprometidas	1.176	1.180
Otros fondos de inversión	17	131
	1.193	1.311
- En el Exterior		
<i>Time deposits</i>	6.237	3.085
<i>Auto Invest</i> y cuentas remuneradas	11.287	9.780
Títulos del tesoro estadounidense	-	5.217
Otras inversiones	2.232	1.221
	19.756	19.303
Total de las inversiones financieras de corto plazo	20.949	20.614
<b>Total de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>22.519</b>	<b>21.205</b>

Las principales aplicaciones de efectivo en 2017 fueron para el cumplimiento del servicio de la deuda, incluyendo prepagos, en el total de US\$ 43.076, además de financiamiento de las inversiones en las áreas de negocio por el monto de US\$ 13.639. Estas aplicaciones fueron sustancialmente proporcionadas por una generación de efectivo operacional de US\$ 27.708, captaciones de US\$ 27.112 y recibos por la venta de activos y de participaciones de US\$ 3.091.

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

### Inversiones financieras

	31.12.2017		31.12.2016	
	País	Exterior	Total	Total
Para negociación	1.067	-	1.067	784
Disponibles para la venta	153	609	762	-
Mantenidos hasta el vencimiento	120	-	120	90
<b>Total</b>	<b>1.340</b>	<b>609</b>	<b>1.949</b>	<b>874</b>
Corriente	1.276	609	1.885	784
No corriente	64	-	64	90

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.



## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



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

### 8. Cuentas por cobrar

#### 8.1. Cuentas por cobrar, netas

	31.12.2017	31.12.2016
Cientes -Terceros	6.995	6.128
Partes relacionadas		
Cuentas por cobrar con empresas participadas (nota 19.1)	530	555
Cuentas por cobrar del sector eléctrico (nota 8.4) (*)	5.247	4.922
Cuentas petróleo y alcohol - créditos con el Gobierno Federal(19.2)	251	268
Arrendamiento mercantil financiero	550	1.223
Cobros por desinversiones en Nova Transportadora do Sudeste (nota 10.1)	872	-
Otras	1.647	1.650
	16.092	14.746
Pérdidas en cuentas incobrables	(5.945)	(5.426)
<b>Total</b>	<b>10.147</b>	<b>9.320</b>
Corriente	4.972	4.769
No corriente	5.175	4.551

(\*) Incluye el monto de US\$ 239 en 31 de diciembre de 2017 (US\$ 251 el 31 de diciembre de 2016) de arrendamiento mercantil financiero a cobrar de Amazonas Distribuidora de Energía.

#### 8.2. Cuentas por cobrar vencidas – Clientes Terceros

	31.12.2017	31.12.2016
Hasta 3 meses	596	403
De 3 a 6 meses	52	67
De 6 a 12 meses	83	411
Más de 12 meses	3.573	2.650
<b>Total</b>	<b>4.304</b>	<b>3.531</b>

#### 8.3. Movimiento de las pérdidas en cuentas incobrables

	31.12.2017	31.12.2016
Saldo inicial	5.426	3.656
Adiciones	843	1.325
Bajas	(110)	(9)
Reversiones	(135)	(171)
Ajuste por diferencias de cambio	(79)	625
<b>Saldo final</b>	<b>5.945</b>	<b>5.426</b>
Corriente	2.068	2.010
No corriente	3.877	3.416

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

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

Considerando esta situación, donde hubo la rescisión del contrato de arrendamiento financiero y se configuró para fines legales el derecho de reanudación del buque sonda por la DSI, la Compañía evaluó el valor en uso del buque sonda, basándose en la proyección de los flujos de caja oriundos del uso de éste activo en proyectos en el Sistema Petrobras, en comparación a las cuentas a cobrar relativas al contrato de arrendamiento financiero el 30 de junio de 2017. De esta forma, se reconoció una pérdida de US\$ 254 registrada en otros gastos netos en el segundo trimestre de 2017.

En 9 de agosto de 2017, se adoptaron medidas para restablecer la posesión del buque sonda, lo que efectivamente ocurrió el 16 de agosto de 2017. Como resultado, la Compañía dejó de reconocer las cuentas por cobrar relativas al arrendamiento financiero y reconoció el buque sonda como un equipo en Propiedad, Planta y Equipo, por un monto de US\$ 387, y una pérdida adicional de US\$ 24, referente al complemento de la facturación del contrato de arrendamiento financiero y el cobro de multa contractual hasta la reanudación del buque sonda que fue reconocida en el tercer trimestre de 2017.

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

	31.12.2016	Ventas	Recibos	Transfe- rencias(*)	Bajas	Constitución, neta de reversión	Actualización Monetaria	Ajuste por diferencias de cambio	31.12.2017
<b>Partes relacionadas (Sistema Eletrobras)</b>									
Eletrobras Distribuição Amazonas - AME-D	2.475	248	(549)	405	-	(277)	303	(42)	2.563
Centrais Elétricas de Rondônia - CERON	369	-	(21)	-	-	-	34	(7)	375
Otros	95	47	(50)	-	(18)	27	12	(1)	112
<b>Subtotal</b>	<b>2.939</b>	<b>295</b>	<b>(620)</b>	<b>405</b>	<b>(18)</b>	<b>(250)</b>	<b>349</b>	<b>(50)</b>	<b>3.050</b>
<b>Terceros</b>									
Cia de Gás do Amazonas - Cigás	143	793	(395)	(405)	-	(3)	8	-	141
Centrais Elétricas do Pará - Celpa	-	104	(129)	-	(8)	35	-	-	2
Otros	4	210	(195)	-	(19)	8	2	(1)	9
<b>Subtotal</b>	<b>147</b>	<b>1.107</b>	<b>(719)</b>	<b>(405)</b>	<b>(27)</b>	<b>40</b>	<b>10</b>	<b>(1)</b>	<b>152</b>
<b>Cuentas por cobrar, netas</b>	<b>3.086</b>	<b>1.402</b>	<b>(1.339)</b>	<b>-</b>	<b>(45)</b>	<b>(210)</b>	<b>359</b>	<b>(51)</b>	<b>3.202</b>
<b>Cuentas por cobrar - Sistema Eletrobras</b>									
	4.922	295	(620)	405	(18)	-	349	(86)	5.247
(-) Pérdidas en cuentas incobrables	(1.983)	-	-	-	-	(250)	-	36	(2.197)
<b>Subtotal</b>	<b>2.939</b>	<b>295</b>	<b>(620)</b>	<b>405</b>	<b>(18)</b>	<b>(250)</b>	<b>349</b>	<b>(50)</b>	<b>3.050</b>
<b>Cuentas por cobrar - Terceros</b>									
	515	1.107	(719)	(405)	(27)	-	10	(5)	476
(-) Pérdidas en cuentas incobrables	(368)	-	-	-	-	40	-	4	(324)
<b>Subtotal</b>	<b>147</b>	<b>1.107</b>	<b>(719)</b>	<b>(405)</b>	<b>(27)</b>	<b>40</b>	<b>10</b>	<b>(1)</b>	<b>152</b>
<b>Total de cuentas por cobrar</b>	<b>5.437</b>	<b>1.402</b>	<b>(1.339)</b>	<b>-</b>	<b>(45)</b>	<b>-</b>	<b>359</b>	<b>(91)</b>	<b>5.723</b>
(-) Pérdidas en cuentas incobrables	(2.351)	-	-	-	-	(210)	-	40	(2.521)
<b>Cuentas por cobrar, netas</b>	<b>3.086</b>	<b>1.402</b>	<b>(1.339)</b>	<b>-</b>	<b>(45)</b>	<b>(210)</b>	<b>359</b>	<b>(51)</b>	<b>3.202</b>

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, la Compañía reconoció pérdidas en cuentas incobrables de US\$ 210 (constitución de US\$ 345 al 31 de diciembre de 2016), neta de reversión, principalmente en función de incumplimientos parciales relativos al suministro de gas natural, parcialmente compensadas por los recibos de valores vencidos de CELPA.

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

## 9. Inventarios

	31.12.2017	31.12.2016
Aceite crudo	3.647	3.524
Derivados del petróleo	2.814	2.649
Productos intermedios	613	700
Gas natural y GNL (*)	67	134
Biocombustibles	173	211
Fertilizantes	25	26
Total de productos	7.339	7.244
Materiales, suministros y otros	1.150	1.243
<b>Total</b>	<b>8.489</b>	<b>8.487</b>
Corriente	8.489	8.475
No corriente	-	12

(\*) GNL - Gas Natural Licuado

En 2017, la Compañía reconoció como costo de ventas US\$ 66, reduciendo los inventarios a su valor neto de realización (US\$ 343 en 2016).

En 2017, la Compañía poseía un volumen de inventarios de aceite crudo y/o derivados del petróleo dado como garantía de los *Termos de Compromisso Financeiro* - TCF, firmados en 2008 con Petros, por el valor de US\$ 4.067 (US\$ 1.979 al 31 de diciembre de 2016), como se describe en la nota explicativa 22.1. En el tercer trimestre de 2017, el valor de esta garantía fue revisado y actualizado para reflejar el aumento de los compromisos actualizados en el TCF.

## 10. Venta de activos y otras reestructuraciones societarias

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

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

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

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

### 10.1. Ventas de activos

#### Venta de los activos de distribución en Chile

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

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



El 4 de enero de 2017, la venta de Petrobras Chile Distribución Ltda. ("PCD") fue finalizada, generando entrada de efectivo de US\$ 470, de los cuales US\$ 90 derivaron de la distribución de dividendos neta de impuestos de la PCD, realizada el 9 de diciembre de 2016, y el monto remanente de US\$ 380 a través del pago por Southern Cross, generando una ganancia de US\$ 0,8 reconocida en otros gastos, netos, considerando *impairment* de US\$ 82 el 31 de diciembre de 2016.

Además, debido a esta operación, fue reclasificada al resultado, como otros gastos, netos, la pérdida de US\$ 79, derivada de la devaluación del peso chileno frente al dólar, acumulada desde la adquisición de la inversión y reconocida previamente en el patrimonio neto como ajuste por diferencias de cambio, con base en la nota 23.4.

### **Venta de participación del Nova Transportadora do Sudeste y reestructuraciones previstas**

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

La reestructuración societaria de la NTS contempló un aumento de capital realizado por la Transportadora Asociada de Gas S.A. (TAG) en el valor de US\$ 711, correspondiente a activos (netos) de transporte de gas del Sudeste. Posteriormente, TAG tuvo su capital reducido en US\$ 800 con la entrega de la totalidad de las acciones de NTS a Petrobras. Esta reestructuración no modificó las condiciones contractuales previstas en los contratos de transporte de gas relacionados con los activos involucrados en la transacción.

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

En la fecha de conclusión de la operación, fue generada una ganancia de US\$ 2.169, incluyendo la ganancia en la remediación a valor razonable de la parte de participación accionaria remanente (10%), en el valor de US\$ 217, reconocido en otros gastos, netos.

El 10 de octubre de 2017, hubo pago del ajuste de precio final en el valor de US\$ 20, conforme previsto contractualmente, totalizando una ganancia en la operación de US\$ 2.189.

### **Venta de Guarani**

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

El 3 de febrero de 2017, la operación de venta se ha completado con el pago de US\$ 203 por Tereos Participations S.A., después de la finalización de todas las condiciones del contrato. El 31 de diciembre de 2016, fue reconocido *impairment* de US\$ 118.

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



Además, debido a esta operación, se reclasificó a resultado, como otros gastos netos, una ganancia de US\$ 42, derivada de la apreciación cambial del metical del Mozambique frente al real, acumulada desde la adquisición de la inversión y reconocida previamente en el patrimonio neto como ajuste por diferencias de cambio, de acuerdo con la nota 23.4, compensado por la reclasificación del saldo de US\$ 22 relacionado al *hedge* de flujo de efectivo.

### Aprobación de la venta de Liquigás

El 17 de noviembre de 2016, el Consejo de Administración de Petrobras aprobó la venta de Liquigás Distribuidora S.A., empresa del segmento de abastecimiento, para la Companhia Ultragaz SA, subsidiaria de Ultrapar Participações S.A. En enero de 2017, la operación fue aprobada por la Asamblea General Extraordinaria (AGE) de Ultrapar y de Petrobras, por el valor de US\$ 828.

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

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

El 28 de febrero de 2018, el Tribunal del CADE decidió, por mayoría de sus miembros, por la reprobación de la enajenación. Esta decisión constituye una hipótesis de rescisión del contrato de compra y venta de Liquigás, aplicándose a la Compañía Ultragaz S.A. multa, en favor de Petrobras, por el valor total de US\$ 88, cuya liquidación financiera se produjo el 13 de marzo de 2018.

### Venta de la PetroquímicaSuape y de Citepe

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

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

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

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

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

### Alianza Estratégica entre Petrobras y Total

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

- cesión de derechos de 22,5% de Petrobras para Total, en el área de concesión denominado lara (campos de Sururu, Berbigão y Oeste de Atapu, que están sujetos a acuerdos de unificación con la zona llamada Entorno de lara, bajo la cesión onerosa, en el que Petrobras posee el 100% de interés), en el Bloque BM-S-11. La Compañía se mantuvo como operadora del Bloque;
- cesión de derechos de 35% de Petrobras a Total, así como la operación en el área de concesión del campo de Lapa, en el Bloque BM-S-9, dejando Petrobras con 10%; y
- venta del 50% de la participación de Petrobras en Termobahia para Total, incluyéndose las termoeléctricas Rómulo Almeida y Celso Furtado, que se encuentran en Bahía. En 31 de diciembre de 2016, la Compañía reconoció pérdida por *impairment* de US\$ 47.

El 28 de febrero de 2017, Petrobras y la empresa Total firmaron contratos de compra y venta de los referidos activos en el valor de US\$ 1.675 en efectivo por los activos y servicios, sujeto a ajuste de precio, además de pagos contingentes en el valor de US\$ 150, asociados al volumen producido en el campo de Lapa. Adicionalmente, Total pondrá a disposición una línea de crédito de largo plazo, en el monto de US\$ 400, que podrá ser utilizada para financiar las inversiones de Petrobras en los campos del área de lara.

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

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

El 15 de enero de 2018, Petrobras y Total cerraron las mencionadas transferencias de intereses de los campos lara y Lapa, luego de realizar todas las condiciones previas a esta transacción.

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

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

### **Oferta pública de acciones de Petrobras Distribuidora (BR)**

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



## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



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

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

El prospecto definitivo de la oferta involucró la enajenación de 291.250.000 acciones ordinarias ("Lote Base"), por el precio de US\$ 4,50 por acción, con la posibilidad de acrecimiento de un lote suplementario de 43.687.500 acciones, en las mismas condiciones y los mismos precios de emisión inicialmente ofertados ("Lote Suplementario").

El 22 de diciembre de 2017, la Oferta se cerró con la distribución secundaria de 334.937.500 acciones ordinarias, incluyendo las acciones del Lote Suplementario, totalizando un total de US\$ 1.507, equivalente al 28,75% del capital de BR. Considerando el costo contable de la inversión proporcional al porcentaje de acciones vendidas e los costos con la transacción, el resultado final para Petrobras fue de US\$ 719, (US\$ 479 neto de impuestos), que fue registrado en el patrimonio neto como contribución adicional al capital (APIC), una vez que Petrobras mantuvo el control de BR, de acuerdo con la nota 23.2.

	Lote Base	Lote Suplementario	Total
% de participación vendido	25.00%	3.75%	28.75%
Cantidad de acciones	291.250.000	43.687.500	334.937.500
Valor de acciones con base en la oferta (em dólares)	4.50	4.50	4.50
Valor de la oferta	1.310	197	1.507
Costo contable de la inversión	(654)	(98)	(752)
Costos con la transacción	(31)	(5)	(36)
Impacto Contable en el Patrimonio Neto	625	94	719

### Cesión de Derechos del Campo de Azulão

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

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

### Asociación Estratégica entre Petrobras y Statoil

El 18 de diciembre de 2017, la Compañía y la empresa de la Noruega Statoil firmaron contratos relacionados con los activos de la asociación estratégica, en continuidad al Acuerdo Preliminar (*Heads of Agreement* o HoA), firmado y divulgado el 29/09/2017. Los principales contratos firmados son:

- *Strategic Alliance Agreement (SAA)* - acuerdo que describe todos los documentos e iniciativas relacionados con la Asociación Estratégica que abarca todas las iniciativas negociadas;
- *Sale and Purchase Agreement (SPA)* - cesión del 25% de la participación de Petrobras en el campo de Roncador para Statoil;
- *Strategic Technical Alliance Agreement (STAA)* - acuerdo estratégico de cooperación técnica con el fin de maximizar el valor del activo y centrarse en aumentar el volumen recuperable de petróleo (factor de recuperación), incluida la extensión de la vida útil del campo;



## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



- *Gas Term Sheet* – Statoil podrá contratar una determinada capacidad de procesamiento de gas natural en el terminal de Cabiúnas (TECAB) para el desarrollo del área del BM-C-33, donde las compañías ya son socias, siendo Statoil la operadora de la zona.

La alianza estratégica, entre otros objetivos, tiene como objetivo aplicar la experiencia de Statoil en campos maduros en el Mar del Norte para aumentar el factor de recuperación del campo Roncador. En consecuencia, las partes firmaron la STAA para la cooperación técnica y el desarrollo conjunto de proyectos.

El SPA tiene un monto total de US\$ 2.9 mil millones, compuesto por US\$ 118 pagados en la fecha de ejecución del acuerdo, pagos contingentes relacionados con inversiones en proyectos para aumentar el factor de recuperación del campo, limitado a US\$ 550, y el monto restante se pagará al cierre de la transacción. En consecuencia, los activos y pasivos relacionados se mantuvieron clasificados como mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2017 y, como resultado, se reconoció pérdidas por *impairment*, tal como se establece en la nota 14.1.

El 13 de marzo de 2018, el CADE aprobó esta transacción. Sin embargo, su cierre aún depende del cumplimiento de otras condiciones precedentes, como la aprobación de ANP.

### 10.2. Activos clasificados como mantenidos para venta

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

					31.12.2017	31.12.2016
	E&P	Distribución	Abasteci- miento	Gas & Energía	Total	Total
<b>Activos clasificados como mantenidos para venta</b>						
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	8	-	8	109
Cuentas por cobrar	-	-	117	-	117	205
Inventarios	-	-	128	-	128	172
Inversiones	-	-	5	-	5	378
Propiedad, planta y equipo	4.370	1	285	95	4.751	4.420
Otros	-	-	309	-	309	444
<b>Total</b>	<b>4.370</b>	<b>1</b>	<b>852</b>	<b>95</b>	<b>5.318</b>	<b>5.728</b>
<b>Pasivos asociados a activos mantenidos para venta</b>						
Proveedores	29	-	73	-	102	135
Financiaciones	-	-	-	-	-	14
Provisión para desmantelamiento de áreas	170	-	-	-	170	52
Otros	-	-	119	-	119	291
<b>Total</b>	<b>199</b>	<b>-</b>	<b>192</b>	<b>-</b>	<b>391</b>	<b>492</b>

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

### 10.3. Otras reestructuraciones societarias

#### Reestructuración de Petrobras Distribuidora (BR)

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

- Aporte de capital de Petrobras en la BR en el valor aproximado de US\$ 2.006, hizo en 31 de agosto de 2017 para el prepagado de deudas contraídas anteriormente por la BR y garantizadas por Petrobras (nota 11.2); y

- Escisión parcial de la BR, con incorporación de la parcela escindida en la Downstream Participações Ltda. ("Downstream"), subsidiaria cuyo capital social pertenece íntegramente a Petrobras. La parcela cindida contempla los recibibles detenidos por la BR derivados de Contratos de Confissão de Dívida (CCDs) con el Sistema Eletrobras que poseen garantías reales y los recibibles con otras sociedades del Sistema Petrobras, en monto aproximado al del aporte arriba descrito. La parcela cindida fue incorporada por la Downstream el 31 de agosto de 2017.

#### **Incorporación de Nova Fronteira Bioenergia**

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

El 23 de febrero de 2017, la transacción se completó mediante la recepción por PBIO de 24.000.000 de nuevas acciones ordinarias emitidas por São Martinho, que representa 6,593% de las acciones totales de esta empresa. Estas acciones fueron clasificadas como títulos y valores mobiliarios disponibles para la venta, conforme nota explicativa 7.

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

El 16 de febrero de 2018, PBIO enajenó, por medio de subasta en B3, los 24.000.000 de acciones de São Martinho S.A., al precio de US\$ 5,72 por acción, terminando con esa venta su participación en el capital social total de São Martinho S.A.. La liquidación de la operación tuvo lugar el 21 de febrero de 2018.

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

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

	Valor recibido	Efectivo y equivalentes de efectivo de controladas con pérdida de control	Flujo de efectivo neto
NTS	2.481	(88)	2.393
Petrobras Chile Distribución	470	(104)	366
<b>Total</b>	<b>2.951</b>	<b>(192)</b>	<b>2.759</b>

## 11. Inversiones

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

	Principal segmento de operación	% de participación de Petrobras	% de Petrobras en el capital con derecho a voto	Patrimonio neto (pasivo a descubierto)	Ganancia (pérdida) neta del ejercicio	País
<b>Empresas consolidadas</b>						
<b>Subsidiarias e controladas</b>						
Petrobras Netherlands B.V. - PNBV (i)	E&P	100,00	100,00	27.120	2.568	Holanda
Petrobras Distribuidora S.A. - BR	Distribución	71,25	71,25	2.668	360	Brasil
Petrobras International Braspetro - PIB BV (i) (ii)	Otros	100,00	100,00	8.197	(1.700)	Holanda
Petrobras Transporte S.A. - Transpetro	Abastecimiento	100,00	100,00	1.278	38	Brasil
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. - PB-LOG	E&P	100,00	100,00	1.189	247	Brasil
Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	Gas & Energía	100,00	100,00	3.766	731	Brasil
Petrobras Gás S.A. - Gaspetro	Gas & Energía	51,00	51,00	590	81	Brasil
Petrobras Biocombustível S.A.	Biocombustible	100,00	100,00	451	50	Brasil
Petrobras Logística de Gás - Loqigás	Gas & Energía	100,00	100,00	188	98	Brasil
Liquigás Distribuidora S.A.	Abastecimiento	100,00	100,00	294	33	Brasil
Araucária Nitrogenados S.A.	Gas & Energía	100,00	100,00	53	(152)	Brasil
Termomacaé Ltda.	Gas & Energía	100,00	100,00	26	(188)	Brasil
Braspetro Oil Services Company - Brasoil (i)	Corporativo	100,00	100,00	176	9	Islas Caimán
Breitener Energética S.A.	Gas & Energía	93,66	93,66	219	14	Brasil
Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE	Abastecimiento	100,00	100,00	81	(56)	Brasil
Termobahia S.A.	Gas & Energía	98,85	98,85	185	19	Brasil
Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - PetroquímicaSuape	Abastecimiento	100,00	100,00	(3)	(26)	Brasil
Baixada Santista Energia S.A.	Gas & Energía	100,00	100,00	98	30	Brasil
Petrobras Comercializadora de Energia Ltda. - PBEN	Gas & Energía	99,91	99,91	28	4	Brasil
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística - FII	E&P	99,20	99,20	45	14	Brasil
Petrobras Negócios Eletrônicos S.A. - E-Petro	Corporativo	100,00	100,00	11	1	Brasil
Termomacaé Comercializadora de Energia Ltda	Gas & Energía	99,99	99,99	3	-	Brasil
5283 Participações Ltda.	Corporativo	100,00	100,00	-	-	Brasil
PDET Offshore S.A.	Corporativo	100,00	100,00	(51)	(53)	Brasil
<b>Operaciones conjuntas</b>						
Fábrica Carioca de Catalizadores S.A. - FCC	Abastecimiento	50,00	50,00	77	22	Brasil
Ibiritermo S.A.	Gas & Energía	50,00	50,00	56	12	Brasil
<b>Empresas no consolidadas</b>						
<b>Negocios conjuntos</b>						
Loqum Logística S.A.	Abastecimiento	17,14	17,14	315	(47)	Brasil
Cia Energética Manauara S.A.	Gas & Energía	40,00	40,00	39	2	Brasil
Petrocoque S.A. Indústria e Comércio	Abastecimiento	50,00	50,00	56	19	Brasil
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Abastecimiento	33,20	33,20	54	33	Brasil
Brasympe Energia S.A.	Gas & Energía	20,00	20,00	25	2	Brasil
Brentech Energia S.A.	Gas & Energía	30,00	30,00	26	1	Brasil
Metanol do Nordeste S.A. - Metanor	Abastecimiento	34,54	34,54	8	1	Brasil
Eólica Mangue Seco 4 - Geradora e Comercializadora de Energia	Gas & Energía	49,00	49,00	13	2	Brasil
Eólica Manque Seco 3 - Geradora e Comercializadora de Energia	Gas & Energía	49,00	49,00	13	1	Brasil
Eólica Manque Seco 1 - Geradora e Comercializadora de Energia	Gas & Energía	49,00	49,00	12	1	Brasil
Eólica Manque Seco 2 - Geradora e Comercializadora de Energia	Gas & Energía	51,00	51,00	12	1	Brasil
Companhia de Coque Calcinado de Petróleo S.A. - Coquepar	Abastecimiento	45,00	45,00	(2)	(3)	Brasil
Participações em Complexos Bioenergéticos S.A. - PCBIOS	Biocombustible	50,00	50,00	-	-	Brasil
<b>Asociadas</b>						
Sete Brasil Participações S.A. (iv)	E&P	5,00	5,00	(6.789)	(81)	Brasil
Fundo de Investimento em Participações de Sondas - FIP Sondas	E&P	4,59	4,59	-	(1)	
Braskem S.A. (v)	Abastecimiento	36,20	47,03	2.352	1.158	Brasil
UEG Araucária Ltda.	Gas & Energía	20,00	20,00	158	(16)	Brasil
Deten Química S.A.	Abastecimiento	27,88	27,88	119	19	Brasil
Energética SUAPE II	Gas & Energía	20,00	20,00	98	38	Brasil
Termoelétrica Potiguar S.A. - TEP	Gas & Energía	20,00	20,00	33	-	Brasil
Nitroclor Ltda.	Abastecimiento	38,80	38,80	-	-	Brasil
Bioenergética Britarumã S.A.	Gas & Energía	30,00	30,00	-	-	Brasil
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	Gas & Energía	10,00	10,00	1.192	433	Brasil

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

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

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

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

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

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



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

El PIB BV tiene como principales controladas: Petrobras Global Trading BV - PGT (100%, con sede en Holanda) que actúa básicamente en la comercialización de petróleo, derivados de petróleo, biocombustibles y gas natural licuado (GNL), así como concesión y obtención de préstamos como parte de sus operaciones financieras en el alcance del Sistema Petrobras; Petrobras Global Finance B.V. - PGF (100%, con sede en Holanda), que tiene como objetivo principal efectuar captaciones de recursos en el mercado internacional a través de emisión de bonos y préstamos para repasar a las empresas del Sistema Petrobras; Petrobras America Inc. - PAI (100%, con sede en los Estados Unidos) con actividades de E&P y refinación (Pasadena). Se destaca también la coligada Petrobras Oil & Gas B.V. - PO & G (50%, con sede en Holanda), joint venture para explotación y producción de petróleo y gas en países en África.

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

### 11.2. Inversiones en asociadas y controladas en conjunto

	Saldo 31.12.2016	Contribución de capital	Reorganizaciones, reducción de capital y otros	Resultados de participación en inversiones	Ajuste por Diferencias de Cambio (CTA)	Otros resultados integrales	Dividendos	Saldo 31.12.2017
<b>Negocios conjuntos</b>								
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	1.428	-	-	133	-	-	(151)	1.410
Distribuidoras de gas natural de los estados	330	-	-	80	(5)	-	(60)	345
Compañía Mega S.A. - MEGA	36	-	-	25	(1)	-	(11)	49
Sector petroquímico	25	-	-	9	(1)	-	(4)	29
Otras empresas	103	100	(5)	(81)	-	3	(16)	104
<b>Asociadas</b>								
Nova Transportadora do Sudeste	-	-	357	43	(8)	-	(61)	331
Sector petroquímico	1.064	-	(55)	464	(32)	131	(111)	1.461
Otras empresas	50	-	(3)	13	(1)	-	(11)	48
<b>Otras inversiones</b>	16	4	(1)	-	(1)	-	-	18
<b>Total de las inversiones</b>	<b>3.052</b>	<b>104</b>	<b>293</b>	<b>686</b>	<b>(49)</b>	<b>134</b>	<b>(425)</b>	<b>3.795</b>
Resultado de empresas clasificadas como mantenidas para la venta				(13)				
<b>Resultado de participación en inversiones</b>				<b>673</b>				

### 11.3. Inversiones en empresas con acciones negociadas en bolsas

	Lote de mil acciones		Tipo	Cotización en la bolsa de valores (US\$ por acción)		Valor de mercado	
	31.12.2017	31.12.2016		31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
<b>Asociada</b>							
Braskem S.A.	212.427	212.427	Ordinarias	13,15	9,20	2.794	1.955
Braskem S.A.	75.762	75.762	Preferidas A	12,96	10,51	982	796
						<b>3.776</b>	<b>2.751</b>

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



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

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

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

### 11.4. Accionistas no controladores

La participación total de los accionistas no controladores en el patrimonio neto de la Compañía es de US\$ 1.700 (US\$ 771 en 2016), de los cuales, principalmente, US\$ 792 son atribuibles a los accionistas no controladores de BR Distribuidora, US\$ 289 de Gaspetro S.A. (US\$ 281 en 2016), US\$ 76 de Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolivia – TBG (US\$ 99 en 2016) y US\$ 284 de las Entidades Estructuradas (US\$ 175 en 2016).

A continuación están presentadas sus informaciones contables resumidas:

	Gaspetro		Entidades estructuradas (*)		TBG		BR Distribuidora
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017
Activo Corriente	80	83	728	745	140	329	3.235
Activo Realizable a largo plazo	74	84	1.106	1.673	1	1	2.042
Inversiones	406	392	-	-	-	-	11
Propiedad, Planta y Equipo	1	1	-	85	594	640	1.758
Otros activos realizables a largo plazo	89	93	-	-	2	3	137
	650	653	1.834	2.503	737	973	7.183
Pasivo Corriente	24	46	226	508	248	394	1.334
Pasivo no corriente	36	33	1.322	1.820	335	377	3.181
Patrimonio neto	590	574	286	175	154	202	2.668
	650	653	1.834	2.503	737	973	7.183
Ingresos de ventas	111	96	-	-	462	423	26.483
Ganancia neta	75	72	106	287	265	243	330
Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo	15	1	57	11	204	187	(49)

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

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

Gaspetro, subsidiaria de Petrobras, tiene participaciones en varias distribuidoras estatales de gas natural en Brasil. La Compañía posee el 51% de los intereses en esta subsidiaria indirecta.

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

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



### 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:

	2017				2016			
	Controlados en conjunto		Asociadas		Controlados en conjunto		Asociadas	
	En Brasil	PO&G	Otras en el exterior	Otras en Brasil	En Brasil	PO&G	Otras en el exterior	Otras en Brasil
Activo corriente	938	625	72	5.729	1.016	835	152	5.214
Activo no corriente	502	71	1	1.454	558	35	21	1.647
Propiedad, planta y equipo	897	3.706	8	9.342	867	3.304	19	9.344
Otros activos no corrientes	725	-	-	980	720	1	-	957
	3.062	4.402	81	17.505	3.161	4.175	192	17.162
Pasivo corriente	1.005	276	29	5.973	1.226	391	84	4.296
Pasivo no corriente	639	2.197	1	16.172	499	1.819	1	18.613
Patrimonio neto	1.418	1.929	51	(4.390)	1.436	1.965	107	(4.789)
Participación de los accionistas no controladores	-	-	-	(250)	-	-	-	(958)
	3.062	4.402	81	17.505	3.161	4.175	192	17.162
Ingresos de ventas	3.208	557	145	15.790	2.696	770	331	14.156
Ganancia (Pérdida) neta del ejercicio	160	272	26	1.338	185	63	68	(1.292)
Porcentaje de participación - %	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%	20 a 83%	50%	34 a 50%	5 a 49%

## 12. Propiedad, planta y equipo

### 12.1. Por tipo de activos

	Terrenos, edificaciones y mejoras	Equipos y otros bienes <sup>(*)</sup>	Activos en construcción <sup>(**)</sup>	Gastos c/ exploración y desarrollo (campos productores de petróleo y gas) <sup>(***)</sup>	Total
Saldo el 01 de enero de 2016	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 <sup>(****)</sup>	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
Ajustes por diferencias de cambio	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
Adiciones	2	1.167	11.031	31	12.231
Reconocimiento / revisión de los costos de desmantelamiento de áreas	-	-	-	4.503	4.503
Intereses capitalizados	-	-	1.972	-	1.972
Bajas	(14)	(6)	(545)	(35)	(600)
Transferencias	316	3.296	(7.631)	3.079	(940)
Depreciación, amortización y agotamiento	(437)	(7.320)	-	(5.366)	(13.123)
Impairment - constitución	(145)	(937)	(568)	(892)	(2.542)
"Impairment" - reversión	52	831	165	692	1.740
Ajustes por diferencias de cambio	(91)	(753)	(472)	(745)	(2.061)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	6.665	75.002	42.521	52.462	176.650
Costo	9.914	128.603	42.521	86.491	267.529
Depreciación, amortización y agotamiento acumulado	(3.249)	(53.601)	-	(34.029)	(90.879)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	6.665	75.002	42.521	52.462	176.650
	40	20		Método de la	
	(25 a 50)	(3 a 31)		unidad	
Tiempo de vida útil promedio ponderado en años	(excepto terrenos)	(****)		producida	

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

(\*\*) Los saldos por área de negocio se presentan en la nota explicativa 29.

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

(\*\*\*\*) En 2016, incluye transferencias a activos clasificados como mantenidos para la venta.

En 2017, las adiciones a propiedades, planta y equipo se relacionan principalmente con proyectos de exploración y producción en los campos de pre-sal de la cuenca Santos, como Búzios, Lula y Atapu, así como en el bloque Libra. La Compañía también realizó inversiones para mantener la producción en campos maduros y mejorar la eficiencia operativa de la producción, especialmente en la cuenca de Campos, y en proyectos relacionados con la infraestructura para el transporte y procesamiento de gas natural desde la capa de presal en la Cuenca de Santos (Ruta 1, 2 y 3).

Además, importantes plataformas comenzaron a operar en 2017, como FPSOs Libra Pioneer, en campo Mero, y P-66, en el sur del campo Lula, así como la interconexión de nuevos pozos a FPSOs Cidade de Saquarema, Cidade de Maricá y Cidade de Itaguaí, en los campos de presal de la cuenca de Santos.



Además de los compromisos de capital previamente reportados y en línea con las inversiones previstas en el Plan Estratégico y el Plan de Negocios y Administración 2017-2021, en 2017, la Compañía celebró acuerdos para la adquisición y construcción de propiedades, planta y equipo, especialmente el contrato para la conclusión de la conversión del casco de la FPSO P-76, por un monto de US\$ 497, y el contrato para el suministro de tuberías flexibles para la producción, levantamiento de gas e inyección de agua en muchos proyectos previos a la sal, en el monto total de US\$ 596, con vencimiento en marzo de 2018 y mayo de 2022, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2017, las propiedades, planta y equipo incluyen activos bajo arrendamientos financieros de US\$ 118 (US\$ 125 al 31 de diciembre de 2016).

## 12.2. Apertura por tiempo de vida útil estimada

### Edificaciones y mejoras, equipos y otros bienes

Vida útil estimada	Costo	Depreciación acumulada	Saldo al 2017
hasta 5 años	4.017	(2.897)	1.120
6 - 10 años	11.592	(6.841)	4.751
11 - 15 años	1.379	(708)	671
16 - 20 años	38.961	(14.561)	24.400
21 - 25 años	18.879	(6.138)	12.741
25 - 30 años	13.984	(3.896)	10.088
30 años adelante	24.030	(6.636)	17.394
Método de la Unidad Producida	25.326	(15.173)	10.153
<b>Total</b>	<b>138.168</b>	<b>(56.850)</b>	<b>81.318</b>
Edificaciones y mejoras	9.565	(3.249)	6.316
Equipos y otros bienes	128.603	(53.601)	75.002

## 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\$ 22.614 que, el 31 de diciembre de 2017, está registrado en propiedad, planta y equipo de la Compañía (US\$ 22.954 al 31 de diciembre de 2016).

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

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).

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

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

Con el volumen de informaciones adquiridas a través de la perforación de más de 50 pozos y de pruebas de producción de larga duración, y con el amplio conocimiento del pre-sal de la Cuenca de Santos, fue posible caracterizar la existencia de volúmenes excedentes a los 5 mil millones de barriles equivalentes de petróleo contratados originalmente.

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

En enero de 2018, la Unión Federal instituyó, mediante Portaria Interministerial 15/2018, la Comisión Interministerial con la finalidad de negociar y concluir los términos de la revisión del Contrato, en el plazo de hasta 60 días, prorrogables por igual período.

Con la institución de las comisiones y la puesta a disposición de los laudos contratados por Petrobras y por la ANP, se encuentran en marcha las negociaciones relativas a la revisión del contrato. Hasta el momento, no hay definiciones sobre el resultado de la revisión.

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

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

#### **12.4. Devolución a la ANP de campos de petróleo y gas natural operados por Petrobras**

Los siguientes campos fueron devueltos a la ANP durante el ejercicio de 2017: Mosquito, Siri y Saíra. Estas devoluciones se deben principalmente a la inviabilidad económica de los campos. Sin embargo, en función de pérdidas en el valor de recuperación reconocidas en ejercicios anteriores para esos activos, las bajas fueron de US\$ 0,1.

En 2016, los campos de Tiziu, Japuaçu, Río Joanes, parte de Golfinho y parte de Tambuatá fueron devueltos a la ANP también principalmente en función de la inviabilidad económica de los campos. Además de las pérdidas en el valor de recuperación reconocidas en ejercicios anteriores para esos activos, la Compañía reconoció, en 2016, US\$ 4 como otros gastos, netos referentes a las respectivas bajas.

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.

### 13. Activos Intangibles

#### 13.1. Por tipo de activos

	Derechos y concesiones	Software			Total
		Adquiridos	Desarrollados internamente	Plusvalía	
Saldo el 01 de enero de 2016	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)
Ajustes por diferencias de cambio	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
Adiciones	935	16	61	-	1.012
Intereses capitalizados	-	-	4	-	4
Bajas	(81)	-	(2)	-	(83)
Transferencias	(1.656)	2	-	-	(1.654)
Amortización	(20)	(29)	(101)	-	(150)
"Impairment" – constitución	(33)	-	-	-	(33)
Ajustes por diferencias de cambio	(22)	-	(4)	(2)	(28)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	1.801	57	264	218	2.340
Costo	2.006	496	1.225	218	3.945
Amortización acumulada	(205)	(439)	(961)	-	(1.605)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	1.801	57	264	218	2.340
Tiempo de vida útil estimado en años	(*)	5	5	Indefinida	

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

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

- El 27 de septiembre de 2017, adquisición de siete bloques en la 14ª Ronda de Licitaciones en el Régimen de Concesión, siendo seis marítimos y un terrestre. La Compañía será la operadora en los siete bloques. En los bloques marítimos, Petrobras tendrá 50% de participación, en asociación con ExxonMobil que tiene el otro 50%. En el bloque terrestre, Petrobras tendrá 100% de participación. El valor total del bono de firma pagado por la Compañía fue de US\$ 567. Los contratos se firmaron el 29 de enero de 2018.
- El 27 de octubre de 2017, la adquisición de tres bloques marítimos en las 2ª y 3ª Rondas de Licitaciones en el régimen de Producción Compartida, en asociación con Shell, British Petroleum (BP), Repsol, CNODC Brasil Petróleo y Gas Ltda. El valor total del bono de firma pagado por la Compañía fue de US\$ 345. Los contratos se firmaron el 31 de enero de 2018.

En función de la constatación de las viabilidades técnico y comercial de la porción noroeste del bloque de Libra, generando la declaración de comercialidad del Campo de Mero (nota 13.3), hubo la transferencia de parte del valor del bono de firma por el monto de US\$ 1.614, del Activo Intangible para Propiedad, Planta y Equipo.

En 31 de diciembre de 2017, no hubo pérdida en la evaluación de recuperabilidad a la prima por expectativa de rentabilidad futura (*goodwill*).

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

En el ejercicio del 2017, los derechos sobre los bloques exploratorios devueltos a la ANP totalizaron US\$ 3 (US\$ 8 en 2016) y son los siguientes:

Area	Fase exploratoria	
	Exclusivo	Sociedad
Cuenca de Sergipe-Alagoas	1	
Cuenca de Jequitinhonha		1

### 13.3. Derecho de exploración del petróleo – Producción Compartida

El Consorcio Libra, compuesto por Petrobras (40%), Shell (20%), Total (20%), CNODC (10%), CNOOC (10%) y Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo (PPSA), como gerente, celebró un Contrato de Producción Compartida, el 2 de diciembre de 2013, con el Gobierno Federal de Brasil, a través del Ministerio de Minas y Energía - MME, después de la 1ª ronda de ofertas del pre-sal, en octubre de 2013 por la ANP.

Según el Contrato de Producción Compartida Libra P1, se otorgaron al consorcio derechos y obligaciones para explotar un área estratégica del pre-sal llamada de bloque de Libra, que comprende un área de cerca de 1.550 km<sup>2</sup>, ubicado en aguas ultra profundas de la Cuenca de Santos. Este fue el primer contrato de producción compartida de petróleo y gas celebrado en Brasil, con un plazo de 35 años y no sujeto a renovación o prórroga.

Una prima por firma en el valor de US\$ 6.589 fue pagado en una cuota única, de los cuales US\$ 2.636 correspondieron a la Compañía, referente a su participación del 40% en el consorcio, registrado inicialmente como Derechos y Concesiones.

Dentro de la fase inicial de explotación (4 años), el programa exploratorio mínimo (PEM) se concluyó en 2017 cuando se realizó el Test de Larga Duración (TLD). Además del TLD el PEM también incluía una adquisición sísmica 3D para todo el bloque y la perforación de dos pozos exploratorios.

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

El 30 de noviembre de 2017, se presentó a la ANP la Declaración de Comercialidad del área Noroeste del Bloque, lo que confirma el potencial del área y la posibilidad de desarrollar el Campo de petróleo en condiciones económicas. En total fueron perforados doce pozos en toda área del Bloque Libra, siendo 9 en el área Noroeste. Con la Declaración de Comercialidad, el área noroeste de Libra pasó a ser llamada de Campo de Mero. Los resultados de la perforación confirmaron la existencia de depósitos de carbonato con aceite de espesor de hasta 410 metros que muestran elevada porosidad y permeabilidad. Los tests de producción confirmaron la elevada productividad y calidad del aceite de estos depósitos. En función de la Declaración de Comercialidad, el monto de US\$ 1.614, referente al bono de firma del area Noroeste, fue reclasificado para Propiedad, Planta y Equipo.

En diciembre de 2017, la Compañía contrató el flete del primer sistema definitivo de producción del área noroeste, el FPSO del MERO 1, que tendrá capacidad de producir 180 mil barriles de petróleo por día y procesar 12 millones de m<sup>3</sup> de gas, con entrada en operación prevista para 2021.

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

---

#### **13.4. Concesión de servicios de distribución de gas natural canalizado**

El 31 de diciembre de 2017, el intangible incluye contratos de concesión de distribución de gas natural canalizado en Brasil, en el valor de US\$ 171 (US\$ 177 en 2016), con plazos de vencimientos entre 2029 y 2043, que pueden ser prorrogados. Las concesiones prevén la distribución para los sectores industrial, residencial, comercial, vehicular, climatización, transportes y otros.

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

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

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

Ante esta situación, el 12 de agosto de 2016, la Compañía firmó Memorando de Entendimientos con el Gobierno del Estado de Espírito Santo para evaluar la creación de una empresa estatal del Estado para la prestación de servicio público de distribución de gas natural canalizado. Las evaluaciones se encuentran en marcha en la fecha del 31 de diciembre de 2017.

La Compañía no efectuó ninguna provisión para pérdida, pues hasta el presente momento, el valor contable existente al 31 de diciembre de 2017 en el valor de US\$ 82 (US\$84 al 31 de diciembre de 2016) está garantizado por la indemnización prevista en la referida Ley.

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

La Compañía evalúa la recuperabilidad de los activos anualmente, o cuando existe un indicativo de devaluación. En 2017, las pérdidas y reversiones de pérdidas en la recuperabilidad de los activos fueron reconocidas principalmente en el cuarto trimestre, debido a la gestión de su *portfolio* y a la actualización de las premisas económicas a medio y largo plazo de la Compañía, con base en el nuevo Plan de Negocios y Gestión 2018-2022 (PNG 2018-2022), que fue concluido y aprobado en el cuarto trimestre de 2017.

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

Las pérdidas en la recuperabilidad de ciertos activos en el ámbito del plan de desinversiones y alianzas de la Compañía fueron reconocidas, con destaque para los equipos vinculados a la actividad de exploración y producción y la parcela vendida del Campo de Roncador, ubicado en la Cuenca de campos. Los mayores costos con adquisición de materia prima y la reducción del margen de refinación, previstos en el PNG 2018 - 2022, se reflejaron en pérdidas en la recuperación en la UGE del segundo tren de la refinería Abreu y Lima (RNEST).

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

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

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



Activo o UGE, por naturaleza (*)	Valor contable neto	Valor Recuperable (**)	Pérdida por devaluación (***)	Área de Negocio	Comentarios
<b>2017</b>					
<b>Inversiones, Propiedad, Planta y Equipo y Intangible</b>					
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (Varios UGEs)	11.826	16.070	(870)	E&P – Brasil	Ítem (a1)
Segundo conjunto de refinación de RNEST	1.716	1.261	464	Abastecimiento – Brasil	Ítem (b1)
Fábricas de Fertilizantes	412	-	412	Gas y Energía – Brasil	Ítem (c)
Equipos e instalaciones de la actividad de producción de petróleo y gas y perforación de pozos	360	4	363	E&P – Brasil	Ítem (d1)
Campos de producción de petróleo y gas en el exterior (Varios UGEs)	215	89	128	E&P – Exterior	Ítem (e)
Buques Panamax – Transpetro	112	-	112	Abastecimiento – Brasil	Ítem (f)
Araucária	70	-	70	Gas y Energía – Brasil	Ítem (g1)
Comperj	51	-	51	Abastecimiento – Brasil	Ítem (h1)
Conecta y DGM	38	-	38	Distribución – Exterior	Ítem (i)
Otros	1.863	1.797	68	Otros	
			836		
<b>Activos mantenidos para venta</b>					
Campos de producción de petróleo y gas Roncador	3.164	2.766	405	E&P – Brasil	Ítem 14.2
Otros	317	366	(50)	Otros	
<b>Total</b>			<b>1.191</b>		
<b>2016</b>					
<b>Inversiones, Propiedad, Planta y Equipo y Intangible</b>					
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (Varios UGEs)	12.788	10.718	2.268	E&P – Brasil	Ítem (a2)
Equipos e instalaciones de la actividad de producción de petróleo y gas y perforación de pozos	918	64	854	E&P – Brasil	Ítem (d2)
Segundo conjunto de refinación de RNEST	2.488	1.708	780	Abastecimiento – Brasil	Ítem (b2)
Complejo Petroquímico Suape	1.099	480	619	Abastecimiento – Brasil	Ítem (j)
Comperj	403	-	403	Abastecimiento – Brasil	Ítem (h2)
Conjunto de Buques de Transpetro	1.793	1.549	244	Abastecimiento – Brasil	Ítem (k)
UFN III	523	370	153	Gas y Energía – Brasil	Ítem (l)
Araucária	197	57	140	Gas y Energía – Brasil	Ítem (g2)
Planta de Quixada	28	-	28	Biocombustible – Brasil	
Otros	614	424	148	Otros	
			5.637		
<b>Activos mantenidos para venta</b>					
Complejo Petroquímico Suape	816	381	435	Abastecimiento – Brasil	Ítem 14.2
Petrobras Chile Distribución	546	464	82	Distribución – Exterior	
Térmicas Celso Furtado e Rômulo Almeida	120	72	47	Abastecimiento – Brasil	
Otros	96	104	(8)	Otros	
			556		
<b>Total</b>			<b>6.193</b>		
<b>2015</b>					
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (Varios UGEs)	21.251	12.139	8.653	E&P – Brasil	Ítem (a3)
Comperj	1.586	234	1.352	Abastecimiento – Brasil	Ítem (h3)
Campos de producción de petróleo y gas en el exterior	1.548	918	637	E&P – Abroad	Ítem (e1)
Equipos e instalaciones de la actividad de producción de petróleo y gas y perforación de pozos	750	243	507	E&P – Brasil	Ítem (d3)
UFN III	935	434	501	Gas y Energía – Brasil	Ítem (l1)
Complejo Petroquímico Suape	1.143	943	200	Abastecimiento – Brasil	Ítem (j1)
UFN-V	190	-	190	Gas y Energía – Brasil	
Plantas de Biodiesel	134	88	46	Biocombustible – Brasil	
Otros	341	156	213	Otros	
			12.299		

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

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

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



#### 14.1. Propiedad, Planta Y Equipo e intangible

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

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

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

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

##### 2017

	2018	2019	2020	2021	2022	Largo plazo
Brent medio en términos reales (US\$/barril)	53	58	66	70	73	71
Media del tipo de cambio en términos reales - R\$/US\$	3,44	3,47	3,47	3,46	3,49	3,4

##### 2016

	2017	2018	2019	2020	2021	Largo plazo
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

##### 2015

	2016	2017	2018	2019	2020	Largo plazo
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	3,6	3,60	3,06

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

#### a1) Campos de producción de petróleo y gas en Brasil – 2017

Nuestras evaluaciones de los activos vinculados a campos de producción de petróleo y gas en Brasil, bajo el régimen de concesión, resultaron en el reconocimiento de una reversión neta de provisión por valor de US\$ 870. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y tasa de descuento post-impuesto en moneda constante del 7.6% a.a., que deriva de la metodología del WACC para el sector de explotación y producción. El importe se debe principalmente a:

- Reversiones de pérdidas por el monto de US\$ 1.733, relacionadas predominantemente con las UGEs de Polo Norte (US\$ 912), el Espadarte (US\$ 125), el Papa Terra (US\$ 122), Polo Uruguá (US\$ 100), Pampo (US\$ 91), Polo Fazenda Alegre (US\$ 45), Polo Cidade de São Mateus (US\$ 44), Riachuelo (US\$ 40), Polo Fazenda Imbé (US\$ 28), Fazenda Bálsamo (US\$ 26), Polo de Peroá (US\$ 25), Polo São Mateus (US\$ 19) y Riacho da Forquilha (US\$ 18), debido a la reducción de la tasa de descuento, revisión de alcance del proyecto de revitalización de campos maduros y aprobación del nuevo Repetro con reducción de los gastos de desembolso de tributos federales y estatales derivados de la nacionalización de equipos (nota 21.4); y
- Pérdidas en el monto de US\$ 863, relacionadas, predominantemente, a las UGEs de Piranema (US\$ 227), Salgo (US\$ 104), Polo Ceará Mar (US\$ 95), Polo Cvit (US\$ 63), Polo Miranga (US\$ 59), Polo Fazenda Belém (US\$ 49), Frade (US\$ 40), Dom João (US\$ 27) y Candeias (US\$ 18), debido, principalmente, al aumento de la provisión para desmantelamiento de áreas, resultante de la alteración en la cartera de inversiones, con la consiguiente anticipación del cierre de la producción económica de algunos campos, así como la reducción de la tasa de descuento adoptada para ajuste al valor presente de la obligación futura de abandono.

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

En nuestras valoraciones de los activos vinculados a los campos de petróleo y gas que produce en Brasil, bajo el régimen de concesión, resultaron en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el valor de 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. 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 provisión del desmantelamiento de áreas, así como el aumento de la tasa de descuento debido a mayor prima de riesgo brasileño. Además, hay una reversión de la provisión del Polo Centro Sul (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 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.

**a3) 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.

**b1) Segundo conjunto de refinación de RNEST –2017**

Nuestra evaluación de los activos de refinación del segundo conjunto de RNEST resultó en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el valor de US\$ 464. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y tasa de descuento post-impuesto en moneda constante del 7,7% a.a., que deriva de la metodología del WACC para el sector de refino y considera la inclusión de una prima de riesgo específica para los proyectos postergados. Estas pérdidas se debieron principalmente a: i) mayor costo de adquisición de materia prima y ii) reducción del margen de refinación, previstos en el PNG 2018 - 2022.

### **b2) 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% a.a. 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 PNG 2017-2021.

### **c) Fábricas de Fertilizantes**

La Administración, considerando la baja perspectiva de éxito en la enajenación de determinadas plantas, decidió dar continuidad al posicionamiento estratégico de salir de ese negocio. En consecuencia, estos activos pasaron a tener sus recuperabilidades probadas aisladamente y no es posible estimar flujos de caja futuros derivados del uso de esas plantas en el horizonte del PNG 2018-2022, resultando en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el monto de US\$ 412 al 31 de diciembre de 2017, correspondiendo al valor contable neto total de esos activos.

### **d1) Equipos e instalaciones relacionados a la actividad de producción del petróleo y gas y perforación de pozos en Brasil –2017**

En nuestras evaluaciones de los activos que actúan en la producción y perforación de los pozos, no vinculados directamente a los campos de producción de petróleo y gas, se identificaron pérdidas netas por devaluación de US\$ 363, resultante principalmente de: i) estimación de valor justo inferior al valor contable de los compresores y sistemas de remoción de CO<sub>2</sub>, asociados al proyecto de las plataformas P-72 y P-73, que no pudieron ser aprovechados en otros proyectos de la Compañía y serán destinados a la venta (US\$ 127); ii) desmovilización y cierre de las operaciones de la Balsa Guindaste y de Lançamento BGL-1 (US\$ 114); y iii) hibernación de instalaciones y equipos del Astillero Inhaúma, que están fuera del alcance inicial del proyecto de implantación del Terminal Logístico Inhaúma (US\$ 125).

### **d2) Equipos e instalaciones relacionados a la actividad de producción del petróleo y gas y perforación de pozos en Brasil –2016**

En nuestra evaluación de los activos que operan en la perforación y producción de los pozos, que no están directamente vinculados a los campos de producción de petróleo y gas, las pérdidas por la devaluación fueron 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.

### **d3) 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.

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

Nuestras evaluaciones de los activos vinculados a campos de producción de petróleo y gas en el exterior, bajo el régimen de concesión, resultaron en el reconocimiento de una pérdida en el valor de US\$ 128. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y tasa de descuento post-impuesto en moneda constante, que deriva de la metodología del WACC para el sector de explotación y producción, específicas para cada país: en los Estados Unidos del 5,7% a.a. (5,5% a.a. en 2016). Esta pérdida está relacionada, principalmente, con el campo de Hadrian South, en Estados Unidos, debido a la decisión de la parada de producción y el abandono permanente del campo.

**e1) 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.

**f) Buques Panamax – Transpetro - 2017**

En diciembre de 2017, la Administración de Transpetro decidió por la hibernación por tiempo indeterminado de tres buques en construcción de la clase PANAMAX (EI-512, EI-513 y EI-514) y, como consecuencia, estos activos dejaron de pertenecer a la empresa UGE Transporte y se probaron aisladamente. Con la hibernación, no es posible estimar flujos de efectivo futuros derivados del uso de los buques en el horizonte del PNG 2018-2022, resultando en el reconocimiento de pérdidas por devaluación en el monto de US\$ 112 al 31 de diciembre de 2017, correspondiendo al valor contable neto total de estos activos.

**g1) Araucaria – 2017**

En 2017, se verificaron indicativos de devaluación de algunos activos derivados del deterioro de las condiciones previstas para el mercado, tales como aumento en los costos de producción y reducción en los volúmenes y precios de ventas, que resultaron en estimación de flujos de efectivo negativos. Los flujos de efectivo futuros consideraron las premisas y presupuestos de la Compañía y la tasa de descuento post-impuesto en moneda constante del 6,6% a.a., que deriva de la metodología WACC para el sector de fertilizantes. De esta forma, la Compañía reconoció pérdidas por impairment de US\$ 70, principalmente en el segundo trimestre de 2017.

**g2) 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 post-impuesto en moneda constante del 7,8% a.a. (6,6% a.a. en 2015), que deriva de la metodología del WACC para el sector de fertilizantes. Estas pérdidas se derivaron principalmente de: (i) aumento de la tasa de descuento; (ii) apreciación del real frente al dólar estadounidense; y (iii) aumento de la proyección de los costes de producción.

**h1) Comperj – 2017**

En el último plan de negocios aprobado por la Administración - PNG 2018 - 2022, la decisión sobre la reanudación de las obras referentes al Tren 1 permanece condicionada a la identificación de socios para su continuidad. Como las obras inherentes a las utilidades del Tren 1 de la refinería también atenderán a la Unidad de Procesamiento de Gas Natural (UPGN), éstas permanecen en marcha, pues forman parte de la infraestructura conjunta necesaria para el flujo y procesamiento del gas natural del polo pre-sal de la Cuenca de Santos. Sin embargo, en función de la interdependencia entre dicha infraestructura y el Tren 1, pérdidas adicionales fueron reconocidas a 31 de diciembre de 2017, totalizando el monto de US\$ 51 como pérdida por impairment referente al proyecto en 2017.

**h2) Comperj –2016**

Delante de la revalorización del proyecto en el 2° 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.

**h3) 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.

**i) Conecta y DGM – 2017**

Considerando el actual escenario de precios y contratos de suministro de gas natural en Uruguay, fueron reconocidas pérdidas por *impairment* en el Intangible y en Propiedad, Planta y Equipo en el monto de US\$ 38, asociadas a la concesión de distribución de gas natural de Conecta y DGM, subsidiarias en Uruguay.

**j) Complejo Petroquímico Suape –2016**

La evaluación de recuperabilidad de los activos de la Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco S.A. - CITEPE y la Companhia Petroquímica de Pernambuco S.A. - Petroquímica Suape generó una provisión para pérdida de 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.

**j1) 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.

**k) Conjunto de buques de Transpetro – 2016**

En nuestras evaluaciones del conjunto de buques de Transpetro se identificaron pérdidas por devaluación de US\$ 244. Los flujos de efectivo futuros consideraron: premisas y presupuestos de la Compañía; y tasas de descuento post-impuesto en moneda constante que varían entre el 4,53% a.a. y el 9,97% a.a. (3.92% p.a. y 8.92% a.a. en 2015), derivadas de la metodología WACC para el sector del transporte, considerando la estructura de endeudamiento y su beneficio fiscal. Estas pérdidas fueron reconocidas en el tercer y cuarto trimestre de 2016. Las pérdidas del tercer trimestre se deben principalmente a la (i) retirada del conjunto de buques del proyecto hidrovías de la UGE Transporte en función de cancelaciones y postergaciones; y (ii) aumento de la tasa de descuento. En el cuarto trimestre, las pérdidas se debieron, principalmente, a un (i) nuevo aumento de la tasa de descuento, que acumuló un punto porcentual de aumento en 2016, y (ii) el inicio de la construcción de cinco buques Aframax en la UGE de transporte, tras la garantía de la financiación de los proyectos y evitando posibles contingencias derivadas de rescisiones contractuales.

**I) UFN III – 2016**

Nuestras evaluaciones de la Unidad 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.

**I1) UFN III – 2015**

Nuestras evaluaciones de la Unidad 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.

**14.1.1. Valores contables de activos cercanos a sus valores recuperables**

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

	31.12.2017			
	Área de negocio	Valor contable	Valor recuperable	Sensibilidad (*)
Campos de producción de petróleo y gas en Brasil (3 UGEs)	E&P	168	180	(10)

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

Para más información sobre las principales premisas para la prueba de *impairment*, véase nota 5.2.

**14.2. Activos clasificados como mantenidos para venta**

Al 31 de diciembre de 2017, como consecuencia de la aprobación de la Administración de la Compañía para la enajenación de inversiones en el transcurso de 2017, conforme la nota explicativa 10, la Compañía reconoció pérdidas por el monto de US\$ 355, reflejando principalmente la cesión de 25% de participación en el campo de Roncador.

Esta transacción forma parte de la asociación estratégica con Statoil para el intercambio de tecnología y el aumento del factor de recuperación del campo, de manera alineada con el Plan de Negocios y Gestión de la Compañía. En función de la diferencia entre el valor de la oferta y el valor contable del activo, la Compañía reconoció una pérdida en el monto de US\$ 405.

En 2016, como consecuencia de la aprobación de la Administración de la Compañía para la enajenación de inversiones, la Compañía reconoció pérdidas de US\$ 556, principalmente en función de las desinversiones del Complejo Petroquímico Suape (US\$ 435), de la subsidiaria Petrobras Chile Distribución (US\$ 82) y de las Térmicas Romulo Almeida y Celso Furtado (US\$ 47).



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.

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

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

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

Inversiones	Segmento	% Tasa de descuento después de impuesto (moneda constante p.a.)	Valor recuperable	Valor contable
Braskem S.A. (*)	Abastecimiento	9,6	5.712	1.448
Distribuidores Estatales de Gas Natural	Gas & Energía	5,9	518	285

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

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

Braskem S. A. es una empresa pública cuyas acciones se cotizan en las bolsas de Brasil y del exterior. Con base en las cotizaciones de mercado en Brasil, el 31 de diciembre de 2017, la participación de Petrobras en las acciones ordinarias (un 47% del total) y en las acciones preferidas (un 22% del total) de Braskem, fue evaluada en US\$ 3.775. El 31 de diciembre de 2017, aproximadamente 3% de las acciones ordinarias de esta invertida son de titularidad de no signatarios del Acuerdo de Accionistas y su negociación es extremadamente limitada.

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

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

- tasa de cambio estimada en un promedio de R\$ 3,44 para US\$ 1,00 en 2018 (convergiendo a R\$ 3,40 en el largo plazo);
- el precio medio del Brent de US\$ 53 en 2018, llegando a US\$ 71 en el largo plazo;
- proyecciones de precios de las materias primas y petroquímicos reflejando tendencias internacionales;
- crecimiento de las ventas de productos petroquímicos, estimado con base en el crecimiento proyectado para el GDP (de Brasil y global); y
- reducción del margen EBITDA siguiendo el ciclo de crecimiento de la industria petroquímica en los próximos años y declive en el largo plazo.



#### **14.3.2. Pérdidas en inversiones**

En 2017, la Compañía reconoció como resultado de participación en inversiones, en el resultado del ejercicio, pérdidas netas por desvalorización en el total de US\$ 20, principalmente atribuibles a las invertidas Logum, Belém Bioenergia Brasil (BBB) y Refinería de Petróleo Riograndense (RPR).

En 2016, la Compañía reconoció como resultado de participación en inversiones, en el resultado del ejercicio, pérdidas por desvalorización en el total de US\$ 182, principalmente atribuibles a las invertidas en el segmento de Biocombustible, con destaque para las ventas aprobadas de las subsidiarias Guarani SA (US\$ 178) y Nova Fronteira S.A. (US\$ 30).

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

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

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

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

Debido a las incertidumbres sobre la continuidad de la construcción de los cascos de las FPSOs P-71, P-72 y P-73 delante de atrasos significativos en estos proyectos, la Compañía reconoció, en el tercer trimestre de 2016, provisión para pérdida por deterioro del valor de estos activos (*impairment*) en el valor de US\$ 593, como se explica en la nota 14.1.

Además, con base en los contratos de construcción de 12 FPSOs y en base a juicio de la Administración, la Compañía reconoció, en 2016, provisión para pérdidas en el resultado, en otros gastos, netos, de US\$ 689, relativa al saldo restante de anticipos 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.

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

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

### **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 e 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. En 2017, en función de reevaluación sobre la utilización de bienes adquiridos para las plataformas P-72 y P-73, Petrobras reconoció pérdidas por valor de US\$ 127, conforme a la nota explicativa 14.1.

Las negociaciones con Ecovix generaron también la transferencia del derecho de uso del astillero Rio Grande de Petrobras para la contratada, a través de contrato de arrendamiento financiero suscrito entre las partes. Teniendo en cuenta la situación económica de Ecovix, la Compañía estimó que las inversiones en derecho de uso y las mejoras llevadas a cabo en el astillero, que el 31 de diciembre de 2016 fue de 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 anticipos 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 anticipos, dada la situación económica del contratista, Petrobras registró una provisión para pérdidas del total de este valor, con el consiguiente impacto en otros gastos netos.

Como parte de la estrategia para garantizar la finalización de la construcción de los cascos de las FPSOs P-75 y P-77, Petrobras aprobó la subrogación del contrato entre Enseada y el astillero chino COSCO (Dalian) Shipyard Co., Ltd para su subsidiaria Petrobras Netherlands B.V. (PNBV), lo que implicó el reconocimiento de una obligación de pago de las deudas ya existentes en el ámbito del contrato, para el que la Compañía reconoció, en el tercer trimestre de 2016, una provisión del US\$ 103 en otros gastos netos.

Además, en 2016, la Compañía también evaluó la recuperabilidad de las mejoras en el Astillero Inhaúma para la realización de los servicios de conversión de los cascos de las FPSOs P-74 a P-77, así como el derecho de uso de este astillero, sin identificar, en aquel periodo, la necesidad de reducción por deterioro del valor de estos activos, debido a la utilización del espacio como centro de logística, principalmente orientado para los proyectos de la Cuenca de Santos. En 2017, con la revisión del alcance inicial de implantación del Terminal Logístico, hubo el reconocimiento de pérdidas netas por devaluación, en el monto de US\$ 125, conforme la nota explicativa 14.1.

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

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

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

<b>Costos capitalizados de los pozos exploratorios / Costos capitalizados de adquisición (*)</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>31.12.2016</b>
Propiedad, planta y equipo		
Saldo inicial	5.133	5.201
Adiciones a los costos capitalizados hasta que se determine reservas probadas	797	1.009
Costos de exploración capitalizados descargados como gastos	(107)	(1.054)
Transferencias a partir del reconocimiento de las reservas probadas	(1.227)	(966)
Ajustes por diferencias de cambio	(74)	943
Saldo final	4.522	5.133
Activos intangibles	1.390	2.236
<b>Costos capitalizados de los pozos exploratorios / Costos capitalizados de adquisición</b>	<b>5.912</b>	<b>7.369</b>

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

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

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

<b>Costos exploratorios reconocidos en los estados de resultados</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>
Gastos con geología y geofísica	361	371	416
Proyectos sin viabilidad económica (incluyendo pozos secos y bonos de firma)	279	1.281	1.441
Penalidades contractuales	152	46	-
Otros gastos de exploración	8	63	54
<b>Total de los gastos</b>	<b>800</b>	<b>1.761</b>	<b>1.911</b>
<b>Efectivo utilizado en las actividades:</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>
Operativas	371	435	470
Inversiones	1.794	1.075	2.736
<b>Total de efectivo utilizado</b>	<b>2.165</b>	<b>1.510</b>	<b>3.206</b>

En el ejercicio de 2017, Petrobras reconoció una provisión de US\$ 152 (US\$ 46 en el ejercicio de 2016), derivada de potenciales penalidades contractuales por el no cumplimiento a los porcentuales mínimos exigidos de contenido local para 118 bloques con fase exploratoria terminada.

## 15.1. Tiempo de capitalización

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

### Costos capitalizados de los pozos exploratorios por tiempo de existencia (\*)

	2017	2016
Costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período hasta un año	111	806
Costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período superior a un año	4.411	4.327
<b>Saldo final</b>	<b>4.522</b>	<b>5.133</b>
Cantidad de proyectos que tienen costos de pozos de exploración que han sido capitalizados durante un período superior a un año	54	57

	Montos capitalizados (2017)	Número de pozos
2016	316	4
2015	887	19
2014	1.154	19
2013	596	11
2012 y anteriores	1.458	27
<b>Monto final</b>	<b>4.411</b>	<b>80</b>

(\*) No incluye los costos de la obtención de derechos y concesiones para la exploración de petróleo y gas natural.

Los costos de los pozos exploratorios que se capitalizaron por un período mayor a un año desde la finalización de la perforación ascienden a US\$ 4.411. Esos costos se refieren a 54 proyectos que comprenden (i) US\$ 4.163 para pozos en áreas en las que se han realizado perforaciones o actividades de perforación firmemente planificadas a corto plazo y para las cuales se ha presentado un plan de evaluación ("*Plano de Avaliação*"), que fue presentado a la aprobación de la ANP; y (ii) US\$ 248 relacionados con los costos incurridos para evaluar las reservas y su desarrollo potencial.

## 16. Proveedores

	31.12.2017	31.12.2016
Terceros en Brasil	3.671	3.280
Terceros en el exterior	1.380	2.019
Partes relacionadas	716	463
<b>Saldo total en el pasivo corriente</b>	<b>5.767</b>	<b>5.762</b>

## 17. Financiaciones

En línea con el Plan de Negocios y Gestión de la Compañía, los préstamos y financiaciones se destinan, principalmente, a la liquidación de deudas antiguas y la gestión de pasivos, buscando la mejora en el perfil de la deuda y mayor adecuación a los plazos de maduración de inversiones de largo plazo, viabilizando así el uso del efectivo generado por las actividades operativas y por las alianzas y desinversiones como principales fuentes de recursos de la cartera de inversiones.

A 31 de diciembre de 2017, la Compañía posee obligaciones relacionadas con los contratos de deuda (*covenants*) atendidas el 31 de diciembre de 2017 con destaque para: (i) presentación de los estados financieros en el plazo de 90 días para los períodos intermedios, sin revisión de los auditores independientes, y de 120 días para el cierre del ejercicio, con períodos de gracia que amplían esos períodos en 30 y 60 días, dependiendo del contrato; (ii) cláusula de *Negative Pledge / Permitted Liens*, donde Petrobras y sus subsidiarias materiales se comprometen a no crear gravámenes sobre sus activos para garantía de deudas además de los permitidos; (iii) cláusulas de cumplimiento de las leyes, reglas y reglamentos aplicables a la conducción de sus negocios incluyendo (pero no limitado) las leyes ambientales; (iv) cláusulas en contratos de financiación que exigen que tanto el tomador como el que garantiza conduzcan sus negocios en cumplimiento de las leyes anticorrupción y las leyes antilavadas de dinero y que establezcan y mantengan políticas necesarias a tal cumplimiento; (v) cláusulas en contratos de financiación que restringen las relaciones con entidades o incluso países sancionados principalmente por los Estados Unidos (incluyendo, pero no limitado al *Office of Foreign Assets Control -OFAC*) Departamento de Estado y Departamento de Comercio, por la Unión Europea y por las Naciones Unidas; y (vi) cláusulas relacionadas con el nivel de endeudamiento en determinados contratos de deudas con el BNDES.

### 17.1. Prepago de deuda bancaria y nuevas financiaciones

En 2017, la Compañía captó US\$ 27.075, destacándose: i) diversas ofertas de títulos en el mercado de capitales internacional (*Global Notes*) con vencimientos en 2022, 2025, 2027, 2028 y 2044, en el valor de US\$ 10.218; ii) emisión de debentures en el mercado de capitales doméstico con vencimientos en 2022 y 2024 en el valor de US\$ 1.577; y iii) captaciones en el mercado bancario nacional e internacional, con vencimientos de aproximadamente 5 años en promedio, en el valor total de US\$ 12.988.

Además, la Compañía liquidó diversos préstamos y financiaciones en el valor total de US\$ 43.076, destacándose: (i) la recompra y/o rescate de US\$ 7.569 de títulos en el mercado de capitales internacional, con vencimientos entre 2018 y 2021, con el pago de premio a los tenedores de los títulos que entregaron sus papeles en la operación por valor de US\$ 339; (ii) el prepago de US\$ 16.012 de préstamos en el mercado bancario nacional e internacional; (iii) el prepago de US\$ 913 de financiaciones con agencias de crédito a la exportación; y (iv) el prepago de US\$ 2.980 de financiaciones con BNDES.

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

### 17.2. Cambios en los saldos de las financiaciones

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



	Agencia de Crédito a la Exportación	Mercado Bancario	Mercado de Capitales	Otros	Total
<b>Corriente y No corriente</b>					
En Brasil					
Saldo inicial el 1 de enero de 2016	-	27.379	1.963	19	29.361
Amortizaciones de principal	-	(1.408)	(152)	(2)	(1.562)
Amortizaciones de interés	-	(2.887)	(231)	(2)	(3.120)
Adiciones de financiación	-	475	-	-	475
Cargas incurridas durante el período (*)	-	3.041	188	16	3.245
Diferencias monetarias y cambiarias	-	(1.169)	108	1	(1.060)
Prepagos	-	(6.820)	-	-	(6.820)
Transferencia a los pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	-	(14)	-	-	(14)
Ajuste por diferencias de cambio	-	5.020	391	5	5.416
Saldo el 31 de diciembre de 2016	-	23.617	2.267	37	25.921
En el extranjero					
Saldo inicial el 1 de enero de 2016	5.832	34.645	55.666	661	96.804
Amortizaciones de principal	(824)	(5.353)	(5.784)	(115)	(12.076)
Amortizaciones de interés	(124)	(969)	(3.037)	(26)	(4.156)
Adiciones de financiación	298	8.506	9.759	-	18.563
Cargas incurridas durante el período (*)	160	1.109	2.974	20	4.263
Diferencias monetarias y cambiarias	(206)	(1.081)	(569)	(23)	(1.879)
Prepagos	-	(780)	(9.443)	-	(10.223)
Transferencia a los pasivos asociados a activos clasificados como mantenidos para la venta	-	(2)	(310)	-	(312)
Ajuste por diferencias de cambio	217	1.068	(89)	25	1.221
Saldo el 31 de diciembre de 2016	5.353	37.143	49.167	542	92.205
Saldo el 31 de diciembre de 2016	5.353	60.760	51.434	579	118.126
<b>Corriente</b>					9.755
<b>No corriente</b>					108.371
<b>Corriente y No corriente</b>					
En Brasil					
Saldo inicial el 1 de enero de 2017	-	23.617	2.267	37	25.921
Amortizaciones de principal	-	(2.059)	(166)	(2)	(2.227)
Amortizaciones de interés	-	(2.084)	(200)	(2)	(2.286)
Adiciones de financiación	-	5.224	1.577	-	6.801
Cargas incurridas durante el período (*)	-	2.106	185	5	2.296
Diferencias monetarias y cambiarias	-	27	87	-	114
Prepagos	-	(8.414)	-	-	(8.414)
Ajuste por diferencias de cambio	-	(174)	(101)	-	(275)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	-	18.243	3.649	38	21.930
En el extranjero					
Saldo inicial el 1 de enero de 2017	5.353	37.143	49.167	542	92.205
Amortizaciones de principal	(914)	(3.210)	(973)	(47)	(5.144)
Amortizaciones de interés	(125)	(1.281)	(2.831)	(14)	(4.251)
Adiciones de financiación	226	8.192	10.249	121	18.788
Cargas incurridas durante el período (*)	163	1.460	3.208	20	4.851
Diferencias monetarias y cambiarias	8	117	931	1	1.057
Prepagos	(1.051)	(11.005)	(7.936)	(353)	(20.345)
Ajuste por diferencias de cambio	11	(151)	96	(1)	(45)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	3.671	31.265	51.911	269	87.116
Saldo total al 31 de diciembre de 2017	3.671	49.508	55.560	307	109.046
<b>Corriente</b>					7.001
<b>No corriente</b>					102.045

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

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

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



	Saldo en 31.12.2016	Captaciones	Amortiza- ciones(*)	Cargas incurridas	Diferencias Monetarias y de Cambio	Ajustes por Diferencias de Cambio	Saldo en 31.12.2017
<b>Cambio de las financiaciones</b>	118.126	25.589	(42.667)	7.147	1.171	(320)	109.046
Conciliación con el Estado del Flujo de Efectivo							
Mantenidos para venta		1.619	(15)				
Adquisición de Propiedad, Planta y Equipo a plazo		(133)					
Gastos con restructuración de deuda			(339)				
Depósitos vinculados a financiaciones			(54)				
Cambio de arrendamiento financier			20				
<b>Flujo de efectivo de las actividades de financiación</b>		<b>27.075</b>	<b>(43.076)</b>				

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



### 17.3. 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 adelante	Total (*)	Valor razonable
<b>Financiaciones en Reales (R\$):</b>	1.460	2.779	4.103	3.052	4.648	5.463	21.505	18.499
Indexadas al tipo variable	772	2.335	3.678	2.632	4.269	4.239	17.925	
Indexadas al tipo fijo	688	444	425	420	379	1.224	3.580	
Tasa promedio de financiaciones	6,6%	6,6%	6,8%	7,3%	6,8%	5,9%	6,6%	
<b>Financiaciones en Dólares (US\$):</b>	5.123	2.814	5.228	8.716	12.571	44.829	79.281	88.968
Indexadas al tipo variable	3.893	1.565	3.918	3.152	9.539	13.133	35.200	
Indexadas al tipo fijo	1.230	1.249	1.310	5.564	3.032	31.696	44.081	
Tasa promedio de financiaciones	5,4%	5,8%	5,8%	5,7%	5,6%	6,5%	6,1%	
<b>Financiaciones en R\$ indexados al US\$:</b>	85	81	81	81	78	-	406	391
Indexadas al tipo variable	20	19	19	19	16	-	93	
Indexadas al tipo fijo	65	62	62	62	62	-	313	
Tasa promedio de financiaciones	3,8%	3,7%	3,6%	3,3%	2,6%	-	3,6%	
<b>Financiaciones en Libra Esterlina (£):</b>	62	-	-	-	-	2.321	2.383	2.590
Indexadas al tipo fijo	62	-	-	-	-	2.321	2.383	
Tasa promedio de financiaciones	6,2%	-	-	-	-	6,3%	6,3%	
<b>Financiaciones en Yen (¥):</b>	91	-	-	-	-	-	91	97
Indexadas al tipo variable	91	-	-	-	-	-	91	
Tasa promedio de financiaciones	0,4%	-	-	-	-	-	0,4%	
<b>Financiaciones en Euro (€):</b>	173	802	229	896	717	2.556	5.373	6.069
Indexadas al tipo variable	1	-	182	-	-	-	183	
Indexadas al tipo fijo	172	802	47	896	717	2.556	5.190	
Tasa promedio de financiaciones	4,3%	4,3%	4,5%	4,6%	4,8%	4,6%	4,5%	
<b>Financiaciones en otras monedas:</b>	7	-	-	-	-	-	7	7
Indexadas al tipo fijo	7	-	-	-	-	-	7	
Tasa promedio de financiaciones	14,0%	-	-	-	-	-	14,0%	
<b>Total al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>7.001</b>	<b>6.476</b>	<b>9.641</b>	<b>12.745</b>	<b>18.014</b>	<b>55.169</b>	<b>109.046</b>	<b>116.621</b>
Tasa promedio de financiación	5,6%	5,9%	5,9%	5,9%	5,7%	6,4%	6,1%	
<b>Total al 31 de diciembre 2016</b>	<b>9.755</b>	<b>11.216</b>	<b>20.898</b>	<b>16.313</b>	<b>18.777</b>	<b>41.167</b>	<b>118.126</b>	<b>118.768</b>
Tasa promedio de financiación	6,1%	6,0%	5,9%	5,9%	5,4%	6,4%	6,2%	

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

En 31 de diciembre de 2017, el valor razonable de las financiaciones es determinado principalmente mediante el uso de:

- Nivel 1 - precios cotizados en mercados activos, cuando aplicable, en el valor de US\$ 54.248 (US\$ 46.510 el 31 de diciembre de 2016); y
- Nivel 2 - método de flujo de efectivo descontado por tasas spots interpoladas de los indexadores (o proxies) de las respectivas financiaciones, con base en las monedas vinculadas, y por el riesgo de crédito de Petrobras, en el monto de US\$ 62.373 (US\$ 72.258 el 31 de diciembre de 2016).

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

#### 17.4. Tasa promedio ponderada de la capitalización de intereses

La tasa promedio ponderada de las cargas financieras, utilizada en la determinación del monto de los costos de préstamos sin destinación específica a ser capitalizado como parte integrante de los activos en construcción, fue del 6,16% p.a. en 2017 (5,80% p.a. en 2016).

#### 17.5. Líneas de crédito

Empresa	Institución financiera	Fecha de Apertura	Plazo	Contratado	Utilizado	Valor Saldo a utilizar
<b>En el exterior</b>						
Petrobras	China Development Bank	04/12/2017	14/12/2019	5.000	3.000	2.000
PGT BV	CHINA EXIM	24/10/2016	Indefinido	1.000	-	1.000
<b>Total</b>				<b>6.000</b>	<b>3.000</b>	<b>3.000</b>
<b>En Brasil</b>						
PNBV	BNDES	03/09/2013	26/03/2018	2.986	824	2.162
Transpetro	BNDES	07/11/2008	12/08/2041	533	171	362
Transpetro	Banco do Brasil	09/07/2010	10/04/2038	24	10	14
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	99	-	99
<b>Total</b>				<b>3.642</b>	<b>1.005</b>	<b>2.637</b>

#### 17.6. Garantías

La mayor parte de la deuda de la Compañía no está garantizada, pero ciertos instrumentos de financiamiento específicos para promover el desarrollo económico están garantizados. Además, los acuerdos de financiación con el Banco de Desarrollo de China (BDC) con vencimiento en 2019, 2026 y 2027 también están garantizados en base a exportaciones futuras de petróleo para compradores específicos limitados a 400 mil barriles por día hasta 2019, 300 mil barriles por día desde 2020 hasta 2026 y 100 mil barriles por día en 2027. Esta garantía no puede exceder el monto de la deuda relacionada, que asciende a US\$ 10.815 al 31 de diciembre de 2017 (US\$ 9.208 al 31 de diciembre de 2016).

El 30 de enero de 2018, la Compañía prepagó el saldo restante de un acuerdo de financiamiento con CDB con vencimiento en 2019, por un monto de US\$ 2,8 mil millones, como se establece en la nota 35.1. Después de este acuerdo, los nuevos límites para la garantía basada en las futuras exportaciones de petróleo son de 200 mil barriles por día hasta 2019, 300 mil barriles por día desde 2020 hasta 2026, y 100 mil barriles por día en 2027.

De acuerdo con el Plan de Negocios y Administración de la Compañía (BMP 2018-2022), la extensión de estos términos está asociada a un mejor nivel de endeudamiento, como se establece en la nota 19.

Los préstamos obtenidos por entidades estructuradas están garantizados en función de los activos de los proyectos, así como los gravámenes sobre cuentas por cobrar de las entidades estructuradas. Los bonos emitidos por la Compañía en el mercado de capitales no están garantizados.

Las notas globales son emitidas por la Compañía en el mercado de capitales a través de su subsidiaria de propiedad absoluta Petrobras Global Finance B.V. - PGF y no están garantizadas. Sin embargo, Petrobras garantiza total, incondicional e irrevocablemente estas notas, como se establece en la nota 36.

## 18. Arrendamientos

### 18.1. Cobros / pagos mínimos de arrendamiento financiero

	Cobros			Pagos		
	Valor futuro	Interés anual	Valor presente	Valor futuro	Interés anual	Valor presente
<b>Compromisos estimados</b>						
2018	123	(69)	54	52	(27)	25
2019-2022	481	(221)	260	148	(75)	73
2023 en adelante	603	(128)	475	388	(257)	131
<b>El 31 de diciembre de 2017 (*)</b>	<b>1.207</b>	<b>(418)</b>	<b>789</b>	<b>588</b>	<b>(359)</b>	<b>229</b>
Corriente			54			25
No corriente			735			204
<b>El 31 de diciembre de 2017 (*)</b>			<b>789</b>			<b>229</b>
Corriente			91			18
No corriente			1.383			226
<b>El 31 de diciembre de 2016</b>			<b>1.474</b>			<b>244</b>

(\*) Rescisión del contrato de arrendamiento financiero del buque sonda Vitória 10.000, según nota explicativa 8.3.

### 18.2. Pagos mínimos de arrendamientos operativos

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

2018	8.417
2019	6.292
2020	6.228
2021	6.544
2022	6.180
2023 en adelante	58.358
<b>El 31 de diciembre de 2017</b>	<b>92.019</b>
<b>El 31 de diciembre de 2016</b>	<b>96.918</b>

El 31 de diciembre de 2017, los saldos de los contratos de arrendamiento operativo que aún no se habían iniciado pues los activos relacionados estaban en construcción o no estaban disponibles para uso, representan el valor de US\$ 52.701 (US\$ 49.671 en 2016).

En el ejercicio de 2017, la Compañía reconoció gastos de US\$ 10.228 (US\$ 9.920 en 2016).

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

## **19. Partes relacionadas**

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

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

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

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

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

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

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

### **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 financiacines y servicios bancarios, gestión de activos y otros.

Las transacciones significativas resultaron en los saldos siguientes:

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



	2017	31.12.2017		2016	31.12.2016	
	Resultado	Activo	Pasivo	Resultado	Activo	Pasivo
<b>Negocios conjuntos y asociadas</b>						
Distribuidoras estatales de gas	2.203	294	141	1.740	246	69
Empresas del sector petroquímico	3.847	59	16	3.578	131	27
Otros negocios conjuntos y asociadas	(633)	177	691	462	178	382
<b>Subtotal</b>	<b>5.417</b>	<b>530</b>	<b>848</b>	<b>5.780</b>	<b>555</b>	<b>478</b>
<b>Entidades gubernamentales</b>						
Títulos gubernamentales	153	1.702	-	130	1.113	-
Bancos controlados por el Gobierno Federal	(1.466)	5.839	12.390	(3.073)	4.114	19.860
Cuentas por cobrar del Sector Eléctrico (nota explicativa 8.4)	643	5.247	-	962	4.922	2
Cuenta petróleo y alcohol - Créditos con el Gobierno Federal	1	251	-	5	268	-
Otros	227	45	217	200	408	333
<b>Subtotal</b>	<b>(442)</b>	<b>13.084</b>	<b>12.607</b>	<b>(1.776)</b>	<b>10.825</b>	<b>20.195</b>
Planes de pensión	-	68	94	-	48	99
<b>Total</b>	<b>4.975</b>	<b>13.682</b>	<b>13.549</b>	<b>4.004</b>	<b>11.428</b>	<b>20.772</b>
Ingresos, principalmente ventas	7.517	-	-	6.652	-	-
Adquisiciones y servicios	(1.588)	-	-	(94)	-	-
Diferencias monetarias y cambiarias, netas	239	-	-	(284)	-	-
Ingresos (gastos) financieros, netos	(1.193)	-	-	(2.270)	-	-
Activo corriente	-	2.521	-	-	3.062	-
Activo no corriente	-	11.161	-	-	8.366	-
Pasivo corriente	-	-	1.544	-	-	4.037
Pasivo no corriente	-	-	12.005	-	-	16.735
<b>Total</b>	<b>4.975</b>	<b>13.682</b>	<b>13.549</b>	<b>4.004</b>	<b>11.428</b>	<b>20.772</b>

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

Véase la nota explicativa 12.3 para mayores informaciones sobre el Contrato de Cesión Onerosa.

## 19.2. Cuentas de petróleo y alcohol - Unión Federal

A 31 de diciembre de 2017, el saldo de la cuenta actualizada monetariamente es de US\$ 251 (US\$ 268 al 31 de diciembre de 2016) y podrá ser quitado por la Unión por medio de la emisión de títulos del Tesoro Nacional, de valor igual al saldo final de encuentro de cuentas con la Unión, de acuerdo con lo previsto en la Medida Provisional n° 2.181, de 24 de agosto de 2001, o mediante compensación con otros importes que Petrobras debiera estar debiendo a la Unión Federal, en la época, incluso los relativos a tributos o una combinación de las operaciones anteriores.

Con el fin de concluir el encuentro de cuentas con la Unión, Petrobras prestó toda las informaciones requeridas por la Secretaría del Tesoro Nacional - STN, para dirimir las divergencias aún existentes entre las partes.

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

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

El 18 de julio de 2017, la Unión ingresó con recurso de apelación que se encuentra pendiente de juicio por el Tribunal Regional Federal.

### 19.3. Remuneración del personal clave de la Compañía

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

Las remuneraciones de empleados, incluyendo los ocupantes de funciones gerenciales, y dirigentes de Petrobras relativas a los meses de diciembre de 2017 y 2016 fueron las siguientes:

Remuneración del empleado (en dólares)	Dic/2017	Dic/2016
Menor remuneración	964,52	934,64
Remuneración promedio	5.591,00	5.376,73
Mayor remuneración	30.644,55	27.996,49
<b>Remuneración del dirigente de Petrobras (mayor)</b>	<b>35.964,15</b>	<b>35.453,09</b>

Las remuneraciones totales de los miembros del consejo de administración y del directorio ejecutivo de Petrobras (Controladora) fueron las siguientes:

	2017			2016		
	Directorio Ejecutivo	Consejo de Administración (titulares y suplentes)	Total	Directorio Ejecutivo	Consejo de Administración (titulares y suplentes)	Total
Salarios y beneficios	3,7	0,4	4,1	3,4	0,4	3,8
Cargas sociales	1,0	-	1,0	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
<b>Remuneración total - competencia</b>	<b>5,1</b>	<b>0,4</b>	<b>5,5</b>	<b>5,0</b>	<b>0,5</b>	<b>5,5</b>
Número de miembros - media en el período (*)	7,92	9,00	16,92	7,67	11,00	18,67
Número de miembros remunerados - media en el período (**)	7,92	5,75	13,67	7,67	9,33	17,00

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

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

En el periodo de enero a diciembre de 2017, los gastos consolidados con la remuneración total de los directores y de los consejeros del Sistema Petrobras ascendieron a US\$ 24,3 (US\$ 22,2 en el periodo de enero a diciembre de 2016).

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

Los miembros del Consejo de Administración que participan en el Comité de Auditoría Estatutaria renuncian a la remuneración de Consejero de Administración, con base en el art. 38, § 8° del Decreto n° 8.945, de 27 de diciembre de 2016 y los mismos tuvieron derecho a una remuneración total de US\$ 94 mil en el período de abril a diciembre de 2017 (US\$ 113 mil, considerando las cargas sociales).

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

## 20. Provisiones para desmantelamiento de áreas

<b>Pasivo no corriente</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
Saldo inicial	10.252	9.150
Revisión de provisión	4.166	(564)
Transferencias de pasivos mantenidos para venta	(117)	(35)
Utilización por pagos	(709)	(730)
Actualización de intereses	757	660
Otros	24	(41)
Ajuste por diferencias de cambio	(230)	1.812
<b>Saldo final</b>	<b>14.143</b>	<b>10.252</b>

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

En 2017, la revisión de la provisión por el monto de US\$ 4.166 reflejó principalmente la reducción de la tasa de descuento ajustada al riesgo del 7,42% a.a. en 2016 a 5,11% a.a. en 2017, debido a la mejora en la percepción riesgo de mercado en el país, así como por la anticipación del cronograma de abandono en algunos proyectos.

## 21. Impuestos

### 21.1. Impuestos sobre la ganancia y otros impuestos

<b>Impuesto sobre la renta y contribución social</b>	<b>Activo corriente</b>		<b>Pasivo corriente</b>		<b>Pasivo no corriente</b>
	<b>31.12.2017</b>	<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>31.12.2016</b>	<b>31.12.2017</b>
En el país					
Impuestos sobre las ganancias	442	595	39	112	-
Impuestos sobre las ganancias - Programas de regularización de tributos federales*	-	-	228	-	671
	<b>442</b>	<b>595</b>	<b>267</b>	<b>112</b>	<b>671</b>
En el exterior	37	7	32	15	-
<b>Total</b>	<b>479</b>	<b>602</b>	<b>299</b>	<b>127</b>	<b>671</b>

(\*) Detalle en la nota 20.2.



Otros impuestos y contribuciones	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente(*)	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Impuestos en Brasil								
ICMS corriente / diferido	934	969	707	676	1.021	1.078	-	-
PIS y COFINS corriente / diferido	820	710	2.282	2.262	820	463	-	-
CIDE	14	22	-	-	104	118	-	-
Participación especial/Royalties	-	-	-	-	1.605	1.232	-	-
Impuesto a las ganancias y contribución social retenidos en la fuente	-	-	-	-	157	486	-	-
Programas de regularización de deudas federales (**)	-	-	-	-	648	28	-	-
Otros impuestos	170	165	72	191	165	190	86	20
<b>Total en Brasil</b>	<b>1.938</b>	<b>1.866</b>	<b>3.061</b>	<b>3.129</b>	<b>4.520</b>	<b>3.595</b>	<b>86</b>	<b>20</b>
Impuestos en el exterior	20	34	14	12	28	33	-	-
<b>Total</b>	<b>1.958</b>	<b>1.900</b>	<b>3.075</b>	<b>3.141</b>	<b>4.548</b>	<b>3.628</b>	<b>86</b>	<b>20</b>

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

(\*\*) Incluye el valor de US\$ 3 de REFIS de ejercicios anteriores.

## 21.2. Programas de regularización de deudas federales

En 2017, se instituyeron programas de regularización tributaria de débitos que posibilitaron a la Compañía el pago de débitos beneficiándose de reducciones de intereses, multas y cargas legales, así como utilización de créditos de pérdida fiscal, observando las obligaciones impuestas por cada programa, permitiendo así el cierre de importantes disputas judiciales (ver nota explicativa 30) con una reducción de débitos de naturaleza tributaria y no tributaria en el total de US\$ 11.552, junto a la *Receita Federal do Brasil* (RFB), *Procuradoria Geral da Fazenda Nacional* (PGFN) y de autarquías y fundaciones públicas federales, como se muestra a continuación:

Medida Provisional	Convertida en Ley	Programas	Deudas Existentes	Beneficio de reducción	Valor a ser pagado, después del beneficio
766	-	Instituyó el Programa de Regularização Tributária (PRT) (*)	502	-	502
783	13.496	Instituyó el Programa Especial de Regularização Tributária (PERT)	2.203	1.001	1.202
780	13.494	Instituyó el Programa de Regularização de Débitos não Tributários	340	113	227
795	13.586	Regularización de IRRF sobre remesas al exterior para el pago de fletamento de embarcaciones	8.507	7.976	531
			<b>11.552</b>	<b>9.090</b>	<b>2.462</b>

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

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

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



	Pago				Actualización Monetaria	Ajustes por Diferencias de	31.12.2017
	Adhesión con beneficios	Efectivo	Pérdida Fiscal	Total			
<b>PRT</b>							
IRPJ/CSLL	321	(64)	(103)	(167)	-	(1)	153
Oros impuestos	181	(36)	(145)	(181)	-	-	-
<b>Total</b>	<b>502</b>	<b>(100)</b>	<b>(248)</b>	<b>(348)</b>	<b>-</b>	<b>(1)</b>	<b>153</b>
<b>PERT</b>							
IRPJ/CSLL (*)	1.128	(425)	-	(425)	21	20	744
Oros impuestos	74	(34)	-	(34)	2	(2)	40
<b>Total</b>	<b>1.202</b>	<b>(459)</b>	<b>-</b>	<b>(459)</b>	<b>23</b>	<b>18</b>	<b>784</b>
<b>PRD</b>							
Participaciones especiales y royalties	227	(132)	-	(132)	-	(8)	87
<b>Ley 13.586/17</b>							
IRRF	531	-	-	-	-	(10)	521
<b>Total</b>	<b>2.462</b>	<b>(691)</b>	<b>(248)</b>	<b>(939)</b>	<b>23</b>	<b>(1)</b>	<b>1.545</b>
Corriente							874
No corriente							671

(\*)Reducción por el reprocesamiento de las parcelas vincendas en el valor de US\$ 239 conforme la Ley nº 13.496/17.

La siguiente tabla presenta los años de liquidación de los montos pendientes de estos programas:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total
						adelante	
PRT	153	-	-	-	-	-	153
PERT	119	60	60	60	60	425	784
PRD	87	-	-	-	-	-	87
Ley 13.586/17	521	-	-	-	-	-	521
<b>Total</b>	<b>880</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>425</b>	<b>1.545</b>

### 21.2.1. Programa de Regularização Tributária (PRT)

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

La Compañía incluyó en este programa procesos en la esfera administrativa, por el monto de US\$ 502, relativos a solicitudes de compensación no homologadas de *Imposto de Renda da Pessoa Jurídica* (IRPJ), *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* (CSLL) y de otros tributos federales, cuyas expectativas de pérdidas, en su mayoría, se consideraban probables.

La Compañía evaluó las opciones del programa y decidió por el pago de los débitos tributarios en el monto de US\$ 502, siendo US\$ 402 con el beneficio de la utilización de créditos de pérdida fiscal, de los cuales US\$ 248 ya fueron compensados hasta 31 de diciembre de 2017 y para el restante, en el valor de US\$ 153 (com efectos de diferencias de cambio de conversión), hay la expectativa de compensación en los próximos 12 meses, tan pronto se publique la reglamentación de la consolidación del PRT por la RFB. El monto de US\$ 100 fue pago con efectivo.

Con la adhesión al PRT, en mayo de 2017, hubo la reversión de procesos judiciales provisionados por el monto de US\$ 485, y el impacto negativo en el resultado fue de US\$ 82, neto de efectos fiscales, conforme presentado en la nota 21.2.5.

### **21.2.2. Programa Especial de Regularização Tributária (PERT)**

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

La Compañía incluyó inicialmente en este programa el proceso judicial de US\$ 1.977 relacionado al auto de infracción de la RFB sobre la deducibilidad integral de las obligaciones asumidas por la Compañía en 2008 en los *Termos de Compromissos Financeiros* (TCF), celebrados con Petros y entidades representantes de los empleados, en la base de cálculo del *Imposto de Renda da Pessoa Jurídica* (IRPJ) y de la *Contribuição Social sobre o Lucro Líquido* (CSLL). La obligación asumida por intermedio del TCF representó contrapartida a las adhesiones hechas a los participantes del Plan Petros a la repactación para la alteración de beneficios del plan y para el cierre de litigios existentes en la época.

La sentencia publicada en mayo y confirmada en junio de 2017 reconoció la deducibilidad en la base de cálculo del IRPJ y de la CSLL, pero limitada al 20% de la plantilla de salarios de los empleados y de la remuneración de los dirigentes vinculados al Plan. Después de examinar los fundamentos de dichas decisiones, la Compañía alteró la expectativa de pérdida de parte de este proceso para probable.

Considerando que este proceso tramitaba en el ámbito de la PGFN, no habiendo así la posibilidad de utilización de créditos de pérdida fiscal, la Compañía evaluó las demás opciones del programa y decidió por la resolución de este proceso judicial de US\$ 1.977, con beneficio de reducción de intereses, multas y cargas legales, con pago de US\$ 1.317, siendo US\$ 432 hasta 31 de diciembre de 2017, y el restante en 145 parcelas mensuales y sucesivas, más los intereses a partir de enero de 2018.

Sin embargo, con la adhesión realizada en agosto de 2017 y posterior publicación de la Ley nº 13.496 de 24 de octubre de 2017, ampliando los porcentajes de descuentos, hubo la necesidad de actualización del proceso judicial y reprocesamiento del valor de las parcelas vincendas, conforme a lo previsto en la Portaria PGFN nº 1.032, de 25 de octubre de 2017, lo que significó una economía adicional de aproximadamente US\$ 239.

Originalmente el plazo de adhesión al programa terminaría el 31 de agosto de 2017. Sin embargo, la Medida Provisional nº 807, de 31 de octubre de 2017, prorrogó el plazo de adhesión hasta el 14 de noviembre de 2017. De ese modo, la Compañía incluyó débitos administrados por la RFB que tuvieron decisiones desfavorables en el período con alteración de su expectativa de pérdida para probable, por el monto de US\$ 226, que después de los beneficios de reducciones se liquidarán en el monto de US\$ 125, cuya modalidad de adhesión fue preponderantemente en efectivo, con pago de US\$ 103 hasta enero de 2018 y el saldo restante en 141 parcelas, cuyos procesos se relacionan a:

- Beneficio fiscal de reducción integral de las alícuotas del Imposto de Importação (II) y del Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) en la importación de equipos necesarios para la instalación de las unidades generadoras de energía eléctrica de Termorio S.A., actualmente incorporada en Petrobras, en el monto de US\$ 104. Después de los descuentos, el valor se reduce a US\$ 48.
- Aprovechamiento de pérdida fiscal de IRPJ y base de cálculo negativa de la CSLL de la Companhia Locadora de Equipamentos Petrolíferos (CLEP), actualmente incorporada en Petrobras, en el monto de US\$ 38. Después de los descuentos, el valor se reduce a US\$ 20.
- Contribuciones destinadas a las entidades privadas de servicio social y de formación profesional, además de Programas de Integração Social (PIS) y de Financiamento da Seguridade Social (COFINS) en el monto de US\$ 25. Después de los descuentos, el valor se reduce a US\$ 19.
- Deudas relativas a IRPJ, CSLL, PIS, COFINS, INSS y IPI de subsidiarias (BR y Transpetro) en el monto de US\$ 59. Después de los descuentos, el valor se reduce a US\$ 38.

De esta forma, el impacto negativo en el resultado de 2017 fue de US\$ 1.839. Este impacto considera la adhesión neta de los efectos fiscales en el valor de US\$ 1.117, reversión de procesos judiciales provisionados y la revisión del procedimiento adoptado por Petrobras para los ejercicios de 2012 a 2017, que no genera efecto sobre el efectivo, pero sólo sobre el saldo de pérdida fiscal en el valor de US\$ 711, además de la actualización monetaria de US\$ 22.

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

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

La Compañía incluyó en este programa débitos relativos a participaciones especiales y royalties incidentes sobre la producción de petróleo y gas natural, cuyas expectativas de pérdida estaban clasificadas como probables, en virtud de decisiones judiciales ocurridas en agosto de 2017, acogiendo los argumentos de la *Agência Nacional de Petróleo* (ANP) en los procesos en discusión.

La Compañía evaluó las opciones del programa y decidió por la resolución de esos procesos, en el total de US\$ 340, con los beneficios de reducción de intereses, multas y cargas legales, con pago de US\$ 227, siendo US\$ 136 pagos en el cuarto trimestre de 2017 y el restante en enero de 2018, sujeto a la actualización por la tasa SELIC.

Con la adhesión al PRD, el impacto negativo en el resultado fue de US\$ 164, neto de efectos fiscales, conforme presentado en la nota 21.2.5.

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

Como se expuso en la nota explicativa 21.2, la Ley 13.586 de 28 de diciembre de 2017, originaria de la Medida Provisional (MO) nº 795/17, dispuso sobre el tratamiento tributario de varias cuestiones relevantes inherentes a las actividades de explotación y producción de petróleo o de gas natural. Adicionalmente, la Ley instituyó el programa de parcelamiento por medio del pago del IRRF sobre remesas al exterior referentes a contratos de fletamento de embarcaciones que excedieron los porcentajes legales, posibilitando así la regularización de hechos generadores ocurridos en el período de 2008 a 2014.

La decisión de adhesión al programa se basó en los beneficios económicos, ya que el mantenimiento de las discusiones implicaría un esfuerzo financiero para ofrecer garantías judiciales y la posibilidad del cierre de discusiones administrativas y judiciales de IRRF para los ejercicios 2008 a 2013, de US\$ 8.507, además del ejercicio de 2014, no procesado. La Compañía realizará el pago de US\$ 531 en 12 parcelas, siendo la primera pagada el 31 de enero de 2018 y las demás en el último día hábil de los meses subsiguientes, más los intereses actualizados por la tasa SELIC.

Con la adhesión a ese parcelamiento, el impacto negativo en el resultado de 2017, enteramente reconocido en su cuarto trimestre, fue de US\$ 350, neto de efectos fiscales, conforme presentado en la nota 21.2.5.

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

	PRT (*)	PERT	PRD	Ley 13.586/17	Total
Costo de ventas	-	-	(131)	-	(131)
Gastos por impuestos	(169)	(366)	(25)	(323)	(883)
Resultado financiero	(249)	(309)	(71)	(208)	(837)
IRPJ/CSLL - principal del auto de infracción	(98)	(565)	-	-	(663)
Total de la adhesión con reducción	(516)	(1.240)	(227)	(531)	(2.514)
Efecto del PIS/COFINS sobre valor de la amnistía	-	(69)	(7)	-	(76)
IRPJ/CSLL - beneficio fiscal por deducibilidad. neto	(51)	192	70	180	391
Otros ingresos y gastos netos – reversión de provisión (*)	485	11	-	-	496
Total	(82)	(1.106)	(164)	(351)	(1.703)
IRPJ/CSLL – reversión de la pérdida fiscal (2012 hasta 2017)	-	(711)	-	-	(711)
Efecto total en la adhesión	(82)	(1.817)	(164)	(351)	(2.414)
Actualización monetaria	-	(22)	-	-	(22)
Efecto total en el resultado	(82)	(1.839)	(164)	(351)	(2.436)

(\*) Parte de la provisión en el monto de US\$ 199 fue registrada en el 1T-2017.

### 21.3. Programas de amnistías estatales

En 2017, hubo la adhesión por Petrobras a programas de amnistías estatales para pago en efectivo de débitos de ICMS administrados por los estados del Amazonas, Ceará, Minas Gerais y Pernambuco, con reducción del 100% de multa e intereses. En consecuencia, la Compañía reconoció como gastos por impuestos, el total de US\$ 117.

### 21.4. Legislación Tributaria

#### 21.4.1. Federal

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

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

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

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

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

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

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

#### **a) Resolución nº 703/17**

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

#### **21.4.2. Estatal**

#### **b) ICMS en la Extracción y Tasa de Fiscalización de las Actividades de Exploración de Petróleo y Gas Natural**

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

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

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

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

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

### **c) REPETRO-SPED aplicable al ICMS**

Con la institución del REPETRO-SPED a partir de la MP 795/2017, posteriormente convertida en la Ley n°. 13.586, de 28 de diciembre de 2017 (nota 21.4.3), se hizo necesaria la edición de nuevo Convenio por el CONFAZ con el objetivo de autorizar a los Estados a conceder los incentivos fiscales aplicables al ICMS, de conformidad con el nuevo modelo de régimen especial para las actividades de investigación y de labranza de los yacimientos de petróleo y gas natural aprobado en el ámbito federal.

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

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



## 21.5. 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		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
	Costo con prospección	Otros (*)									
Saldo el 1° de enero de 2016	(10.323)	1.291	7.613	(350)	792	5.215	353	1.199	(6)	5.784	
Reconocido en el resultado del ejercicio	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 por diferencias de cambio	(1.960)	106	918	(68)	179	1.094	55	252	(12)	564	
Otros (**)	-	73	(16)	(9)	(26)	(36)	-	(22)	92	56	
<b>Saldo el 31 de diciembre de 2016</b>	<b>(11.205)</b>	<b>937</b>	<b>3.512</b>	<b>(90)</b>	<b>1.128</b>	<b>6.040</b>	<b>429</b>	<b>3.009</b>	<b>284</b>	<b>4.044</b>	
Reconocido en el resultado del período (***)	363	(1.292)	(1.099)	(64)	1.134	278	130	(4)	139	(415)	
Reconocido en el patrimonio neto (****)	-	-	(887)	-	-	(69)	-	(273)	9	(1.220)	
Ajuste por diferencias de cambio	150	45	34	4	(40)	(67)	(6)	(34)	(11)	75	
Utilización de créditos fiscales	-	-	-	-	-	(271)	-	-	-	(271)	
Otros	-	(188)	(16)	20	(21)	120	16	(10)	108	29	
<b>Saldo el 31 de diciembre de 2017</b>	<b>(10.692)</b>	<b>(498)</b>	<b>1.544</b>	<b>(130)</b>	<b>2.201</b>	<b>6.031</b>	<b>569</b>	<b>2.688</b>	<b>529</b>	<b>2.242</b>	
Impuestos diferidos activos										4.307	
Impuestos diferidos pasivos										(263)	
<b>Saldo el 31 de diciembre de 2016</b>										<b>4.044</b>	
Impuestos diferidos activos										3.438	
Impuestos diferidos pasivos										(1.196)	
<b>Saldo el 31 de diciembre de 2017</b>										<b>2.242</b>	

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

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

(\*\*\*) No incluye US\$ 52 del IR Diferido de empresas transferidas para activos mantenidos para venta.

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

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

Los créditos fiscales diferidos activos fueron reconocidos de acuerdo con las proyecciones de ganancia tributable en los años siguientes, apoyadas por las premisas del Plan de Negocios y Gestión - 2018-2022, cuyos objetivos principales son la reestructuración de los negocios, la continuidad del programa de desinversión, la venta de activos y la reducción de los gastos operacionales.

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

El 31 de diciembre de 2017, la expectativa de realización de los activos y pasivos fiscales diferidos es la siguiente:

	<b>Activos</b>	<b>Pasivos</b>
2018	683	(372)
2019	403	96
2020	397	121
2021	465	862
2022	498	24
2023 adelante	992	465
<b>Parte registrada contablemente</b>	<b>3.438</b>	<b>1.196</b>
Brasil	511	-
Extranjero	2.660	-
<b>Parte no registrada contablemente</b>	<b>3.171</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>6.609</b>	<b>1.196</b>

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía tenía créditos tributarios en el exterior no registrados por un monto de US\$ 2.660 (US\$ 2.532 al 31 de diciembre de 2016) provenientes de pérdidas fiscales acumuladas, procedentes, principalmente, de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas y refinación en Estados Unidos, por un valor de US\$ 2.370 (US\$ 2.276 al 31 de diciembre de 2016), y en España en el valor de US\$ 290 (US\$ 256 en 2016).

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

	<b>Créditos fiscales no registrados</b>
2020	42
2021	152
2022	6
2023	55
2024	36
2025	6
2026	113
2027	130
2028	147
2029	162
2030 adelante	1.811
<b>Total</b>	<b>2.660</b>

**21.6. Reconciliación del impuesto sobre la renta y contribución social sobre la ganancia**

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

	2017	2016	2015
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos	1.997	(3.665)	(9.748)
Impuesto sobre la renta y contribución social a las tasas nominales (34%)	(679)	1.247	3.314
Ajustes para cálculo de la tasa efectiva:	-	-	-
· Tasas diferenciadas para empresas en el exterior	669	(157)	(251)
· Impuestos en Brasil sobre las ganancias obtenidas en el extranjero (*)	(70)	(320)	(751)
· Incentivos fiscales	169	51	11
· Pérdidas fiscales no reconocidas	(146)	(265)	(554)
· Exclusiones/(Adiciones) permanentes, netas (**)	(472)	(1.080)	(658)
· Adhesión a los programas de regularización de tributos federales (***)	(1.373)	-	-
· Otros	74	(160)	(28)
<b>Impuesto sobre la renta y contribución social</b>	<b>(1.828)</b>	<b>(684)</b>	<b>1.137</b>
Impuesto sobre la renta/contribución social diferidos	(467)	913	2.043
Impuesto sobre la renta/contribución social corrientes	(1.361)	(1.597)	(906)
<b>Total</b>	<b>(1.828)</b>	<b>(684)</b>	<b>1.137</b>
Tasa efectiva de impuesto sobre la renta y contribución social	91,5%	(18,7)%	11,7%

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

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

(\*\*\*) Se refiere a "IRPJ/CSLL – principal del auto de infracción" y "IRPJ/CSLL – reversión de la pérdida fiscal (2012 hasta 2017)" con base en la nota 21.2.4.

## 22. Beneficios concedidos a los empleados

	2017	2016
<b>Pasivo</b>		
Plan de pensión Petros	10.728	10.752
Plan de pensión Petros 2	260	293
Plan de salud AMS	10.802	11.214
Otros planes	40	38
<b>Total</b>	<b>21.830</b>	<b>22.297</b>
<b>Corriente</b>	<b>844</b>	<b>820</b>
No Corriente	20.986	21.477
<b>Total</b>	<b>21.830</b>	<b>22.297</b>

### 22.1. Planes Petros y Petros 2

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

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2017, los saldos de los Términos de Compromiso Financiero - TCF, firmados en 2008 por la Compañía y la Fundación Petros para cubrir las obligaciones del plan, ascendían a US\$ 3.720. 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\$ 4.067, revisado y actualizado en el tercer trimestre de 2017 para reflejar el aumento de los compromisos asumidos en el TCF.

Para el ejercicio de 2018, las contribuciones esperadas para el plan suman US\$ 220 y el pago de intereses sobre el TCF, US\$ 222.

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

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

El 26 de mayo de 2017, el Consejo Deliberativo de la Fundación Petros aprobó los estados contables del ejercicio de 2016 con un déficit acumulado de US\$ 8.192 (US\$ 5.788 de déficit hasta el ejercicio de 2015) para el Plan Petros Sistema Petrobras, de acuerdo con las prácticas contables adoptadas en Brasil aplicables a las entidades reguladas por el *Conselho Nacional de Previdência Complementar* (CNPc).

El déficit determinado por la Fundación Petros es calculado anualmente por un actuario independiente y ya se ha reconocido en los estados financieros de la Compañía, de acuerdo con las NIIF.

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

El 12 de septiembre de 2017, el Consejo Deliberativo de la Fundación Petros aprobó el déficit de 2015. Ese valor, actualizado hasta diciembre de 2017, es de US\$ 8.253.

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

De conformidad con la reglamentación pertinente, los patrocinadores y participantes cubrirán este déficit en función de sus respectivas proporciones de contribuciones regulares. En consecuencia, la Compañía cubrirá aproximadamente US\$ 4.141 de este déficit y las contribuciones ocurrirán durante 18 años a través de valores decrecientes, de los cuales el monto estimado para el primer año es de US\$ 450.

Las contribuciones extraordinarias de los participantes durante la fase laborativa y asistida fueron consideradas en la evaluación actuarial de 2017 siendo reductora del valor presente de la obligación, por el monto de US\$ 4,1 mil millones, mientras que las contribuciones extraordinarias de la Patrocinadora reducirán la obligación actuarial en el momento del desembolso, sin representar impacto en el resultado.

### **Cisión del Plan Petros del Sistema Petrobras (PPSP)**

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

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

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

### Reconciliación entre los criterios CNPC y CVM

La reconciliación de las informaciones financieras del Plan Petros reconocidas por la Fundación Petros, de acuerdo con las reglas CNPC, y por la patrocinadora Petrobras, de acuerdo con las reglas del IAS 19, está demostrada a continuación:

	Plan Petros	
	2017	2016
Deficit acumulado de acuerdo con CNPC – Fundación Petros	1.209	8.189
Contribuciones extraordinarias (PED) de los patrocinadores	4.037	-
Ajuste en el valor de los activos del plan	3.684	3.642
Contribuciones normales de los patrocinadores	2.829	3.069
Hipótesis financieras (tasa de interés e inflación)	1.528	982
Metodología de cálculo	(2.803)	(5.372)
Otros	244	242
Pasivo actuarial neto registrado por la Compañía	10.728	10.752

Los principales itens de conciliación son explicados conforme a seguir:

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

### b) Plan Petros 2 - Fundação Petrobras de Seguridade Social

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

La parte de este plan con característica de beneficio definido se refiere a la cobertura de riesgo con invalidez y muerte, garantía de un beneficio mínimo y renta vitalicia, y los compromisos actuariales relacionados se han registrado de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada. La parte del plan con característica de contribución definida se destina a la formación de reserva para jubilación programada, cuyas contribuciones se reconocen en el resultado de acuerdo con el pago. En 2017, la contribución de la Compañía para la parte de contribución definida fue de US\$ 283.

La parte de la contribución con características de beneficio definido está suspendida entre primer de julio de 2012 a 30 de junio de 2018, de acuerdo con la decisión de la Junta Directiva de la Fundación Petros, que se basó en la recomendación de la Consultoría Actuarial de la Fundación Petros. Por lo tanto, cualquier contribución de este período se destina a la cuenta individual del participante.

Las contribuciones esperadas de las patrocinadoras para 2018 son de US\$ 279, referentes a la parte del plan de contribución definida.

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

## **22.2. Otros planes**

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

El pasivo actuarial asociado a la subsidiaria Liquigás está clasificado como pasivo asociado a activo mantenido para la venta, conforme presentado en la nota explicativa 10.1.

## **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.

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

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

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

Categoría del Activo	2017			2016		
	Precios cotizados en mercados activos	Precios no cotizados en mercados activos	Total valor razonable	%	Total valor razonable (*)	%
<b>Valores por cobrar</b>	-	1.139	1.139	8%	1.306	8%
<b>Renta fija</b>	6.683	2.003	8.686	58%	7.078	46%
Títulos privados	-	118	118		62	
Títulos públicos	6.683	61	6.744		6.019	
Fondos de renta fija	-	1.815	1.815		986	
Otras inversiones	-	9	9		11	
<b>Renta variable</b>	2.877	285	3.162	21%	4.657	30%
Acciones al contado	2.877	-	2.877		4.493	
Otras inversiones	-	285	285		164	
<b>Inversiones estructuradas</b>	-	373	373	2%	731	5%
Fondos de Private Equity	-	307	307		636	
Fondos de Venture Capital	-	14	14		16	
Fondos inversión inmobiliaria	-	52	52		79	
<b>Inmuebles</b>	-	1.045	1.045	7%	1.141	7%
	9.560	4.845	14.405	96%	14.913	96%
Préstamos concedidos a los participantes	-	620	620	4%	632	4%
	9.560	5.465	15.025	100%	15.545	100%

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

Al 31 de diciembre de 2017, las inversiones incluyen debentures, en el valor de US\$ 32, además de acciones ordinarias y preferenciales, en el valor de US\$ 14 y US\$ 20, respectivamente, todos emitidos por empresas del Sistema Petrobras, y inmuebles alquilados por la Compañía por valor de US\$ 397.

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

En 2017, la Compañía perfeccionó el modelo de supervisión sobre la Fundación Petros con destaque para: mejoras de los controles internos en cuanto al seguimiento sobre el análisis de la cartera de inversiones y creación de comités específicos con finalidad de asesoramiento técnico a los miembros indicados por la patrocinadora a los Consejos Deliberativos y Fiscal, de conformidad con la Resolución 9 de 10 de mayo de 2016 de la CGPAR que establece actividades que deben ser desempeñadas por el Consejo de Administración y el Directorio Ejecutivo de la Compañía sobre el Fondo de Pensión en que ella patrocina.

#### 22.4. Planes de pensión y salud

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



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

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

La duración media de los pasivos del plan, en 31 de diciembre de 2017, es 22,08 años (22,04 años en 31 de diciembre de 2016).

### **Resoluciones CGPAR**

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

El objetivo principal de las resoluciones es viabilizar la sostenibilidad y el equilibrio económico-financiero y actuarial de los planes de salud de las empresas estatales.

La Compañía tiene hasta 48 meses para adecuar su plan de salud AMS a las nuevas reglas y está evaluando los impactos que la implementación de la Resolución CGPAR n° 23 podrá causar, entre ellos una posible reducción en el pasivo actuarial, con el fin de cambiar la regla de participación de la empresa en el costeo del plan, que pasará a respetar límite paritario, entre la Compañía y los participantes.

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

Las informaciones de otros planes fueron agregadas, una vez que el total de activos y de obligaciones de esos planes no es significativo.

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

	2017				
	Plan de pensión		Plan de Salud		
	Petros	Petros 2	AMS	Otros planes	Petros
<b>Movimiento del valor presente de las obligaciones actuariales</b>					
Obligación actuarial al inicio del ejercicio	25.872	678	11,214	78	37,842
Costo de los intereses	2.776	72	1,222	10	4,080
· Con Término de Compromiso Financiero	325	-	-	-	325
· Actuarial	2.451	72	1,222	10	3,755
Costo del servicio corriente	89	44	161	4	298
Contribuciones de los empleados	68	-	-	-	68
Beneficios pagados, netos de contribuciones de asistidos	(1.905)	(34)	(466)	(3)	(2,408)
Nueva medición: ( Ganancias ) / pérdidas - la experiencia	(2.755)	61	(520)	7	(3,207)
Nueva medición: ( Ganancias ) / pérdidas - supuestos demográficos	22	(30)	(63)	(9)	(80)
Nueva medición: ( Ganancias ) / pérdidas - Las hipótesis financieras	1.293	113	(567)	7	846
Otros	-	-	-	(6)	(6)
Ajustes por diferencias de cambio	(379)	(17)	(179)	(3)	(578)
<b>Obligación actuarial al final del ejercicio</b>	<b>25.081</b>	<b>887</b>	<b>10,802</b>	<b>85</b>	<b>36,855</b>
<b>Cambios en el valor razonable de los activos del plan</b>					
Valor razonable de los activos del plan al inicio del ejercicio	15.120	385	-	40	15,545
Ingresos por intereses	1.609	40	-	3	1,652
Contribuciones pagadas por la patrocinadora (Compañía)	230	-	467	2	699
Contribuciones pagadas por los participantes	68	-	-	-	68
Término de Compromiso Financiero pago por la Compañía	223	-	-	-	223
Beneficios pagados	(1.905)	(34)	(466)	(3)	(2,408)
Nueva medición: retorno sobre los activos inferior a los ingresos por intereses	(786)	249	-	4	(533)
Otros	-	-	-	-	-
Ajustes por diferencias de cambio	(206)	(13)	(1)	(1)	(221)
<b>Valor razonable de los activos del plan al final del ejercicio</b>	<b>14.353</b>	<b>627</b>	<b>0</b>	<b>45</b>	<b>15,025</b>
<b>Valores reconocidos en el balance general</b>					
Valor presente de las obligaciones	25.081	887	10,802	85	36,855
(-) Valor razonable de los activos del plan	(14.353)	(627)	-	(45)	(15,025)
<b>Pasivo actuarial neto al 31 de diciembre</b>	<b>10.728</b>	<b>260</b>	<b>10,802</b>	<b>40</b>	<b>21,830</b>
<b>Movimiento del pasivo actuarial neto</b>					
Saldo a 1 de enero	10.752	293	11,214	38	22,297
(+) Efectos de la nueva medición reconocidos en otros resultados	(654)	(105)	(1,150)	1	(1,908)
(+) Costos habidos en el ejercicio	1.256	76	1,383	11	2,726
(-) Pago de contribuciones	(230)	-	(467)	(2)	(699)
(-) Pagos del Término de Compromiso Financiero	(223)	-	-	-	(223)
Otros	-	-	-	(6)	(6)
Ajustes por diferencias de cambio	(173)	(4)	(178)	(2)	(357)
<b>Saldo al 31 de diciembre</b>	<b>10.728</b>	<b>260</b>	<b>10,802</b>	<b>40</b>	<b>21,830</b>

(\*) Incluye efecto de las contribuciones extraordinarias de los participantes, en función de la ecuación del déficit con el plan de pensiones Petros, conforme la nota explicativa 22.1.

	2016				
	Plan de pensión		Plan de Salud	Otros planes	Total
	Petros	Petros 2	AMS		
<b>Movimiento del valor presente de las obligaciones actuariales</b>					
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 por diferencias de cambio	3.691	70	1.415	24	5.200
<b>Obligación actuarial al final del ejercicio</b>	<b>25.872</b>	<b>678</b>	<b>11.214</b>	<b>78</b>	<b>37.842</b>
<b>Cambios en el valor razonable de los activos del plan</b>					
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 por diferencias de cambio	2.442	52	(3)	9	2.500
<b>Valor razonable de los activos del plan al final del ejercicio</b>	<b>15.120</b>	<b>385</b>	<b>0</b>	<b>40</b>	<b>15.545</b>
<b>Valores reconocidos en el balance general</b>					
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)
<b>Pasivo actuarial neto al 31 de diciembre</b>	<b>10.752</b>	<b>293</b>	<b>11.214</b>	<b>38</b>	<b>22.297</b>
<b>Movimiento del pasivo actuarial neto</b>					
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 por diferencias de cambio	1.249	18	1.418	15	2.700
<b>Saldo al 31 de diciembre</b>	<b>10.752</b>	<b>293</b>	<b>11.214</b>	<b>38</b>	<b>22.297</b>

**b)Componentes del beneficio definido**

	<b>2017</b>				
	<b>Planes de Pensión</b>		<b>Plan de Salud</b>		
	<b>Petros</b>	<b>Petros 2</b>	<b>AMS</b>	<b>Otros Planes</b>	<b>Total</b>
Costo del servicio	89	44	161	4	298
Intereses sobre pasivos / (activos) netos	1.167	32	1.222	7	2.428
<b>Costo neto en el ejercicio</b>	<b>1.256</b>	<b>76</b>	<b>1.383</b>	<b>11</b>	<b>2.726</b>
Relativos a empleados activos:					
Absorbidos en el coste de las actividades	236	40	263	-	539
Directamente en el resultado	103	24	136	10	273
Relativos a los asistidos	917	12	984	1	1.914
<b>Costo neto en el ejercicio</b>	<b>1.256</b>	<b>76</b>	<b>1.383</b>	<b>11</b>	<b>2.726</b>
	<b>2016</b>				
	<b>Planes de Pensión</b>		<b>Plan de Salud</b>		
	<b>Petros</b>	<b>Petros 2</b>	<b>AMS</b>	<b>Otros Planes</b>	<b>Total</b>
Costo del servicio	83	21	128	18	250
Intereses sobre pasivos / (activos) netos	945	12	1.093	4	2.054
<b>Costo neto en el ejercicio</b>	<b>1.028</b>	<b>33</b>	<b>1.221</b>	<b>22</b>	<b>2.304</b>
Relativos a empleados activos:					
Absorbidos en el coste de las actividades	257	18	287	2	564
Directamente en el resultado	128	11	154	19	312
Relativos a los asistidos	643	4	780	1	1.428
<b>Costo neto en el ejercicio</b>	<b>1.028</b>	<b>33</b>	<b>1.221</b>	<b>22</b>	<b>2.304</b>
	<b>2015</b>				
	<b>Planes de Pensión</b>		<b>Plan de Salud</b>		
	<b>Petros</b>	<b>Petros 2</b>	<b>AMS</b>	<b>Otros Planes</b>	<b>Total</b>
Costo del servicio	77	35	58	12	182
Intereses sobre pasivos / (activos) netos	801	29	933	15	1.778
<b>Costo neto en el ejercicio</b>	<b>878</b>	<b>64</b>	<b>991</b>	<b>27</b>	<b>1.960</b>
Relativos a empleados activos:					
Absorbidos en el coste de las actividades	258	33	204	2	497
Directamente en el resultado	133	27	128	24	312
Relativos a los asistidos	487	4	659	1	1.151
<b>Costo neto en el ejercicio</b>	<b>878</b>	<b>64</b>	<b>991</b>	<b>27</b>	<b>1.960</b>

**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				Tasa de variación de los costos médicos y hospitalarios	
	Pensión		Salud		Salud	
	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.	+ 1 p.p.	- 1 p.p.
Pasivo actuarial	(2.642)	3.247	(1.268)	1.568	1.687	(1.380)
Coste del servicio y el interés	(63)	78	(60)	72	213	(170)

**d) Principales premisas actuariales adoptadas en el cálculo**

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

(1) Plan Petros para el Sistema Petrobras.

(2) Plan Petros 2.

(3) Plan AMS.

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

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

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

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

(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**

					2017
	Plan de Pensión		Plan de salud		Total
	Petros	Petros 2	AMS	Otros planes	
Hasta 1 año	1.495	32	403	2	1.932
1 a 2 años	1.446	31	419	1	1.897
2 a 3 años	1.402	30	432	1	1.865
3 a 4 años	1.364	30	443	1	1.838
Más de 4 años	19.374	764	9.105	80	29.323
<b>Total</b>	<b>25.081</b>	<b>887</b>	<b>10.802</b>	<b>85</b>	<b>36.855</b>

## 22.6. Otros planes de contribución definida

Petrobras, por medio de sus subsidiarias en Brasil y en el exterior, también patrocina otros planes de jubilación de contribución definida para los empleados. Las contribuciones pagadas en el ejercicio de 2017, reconocidas en el resultado, ascendieron a US\$ 2.

## 22.7. Participación en las ganancias o resultados

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

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

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

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

El 31 de diciembre de 2017, la Compañía generó pérdida consolidada atribuible a los controladores de Petrobras antes de la provisión de PLR, pero todas las metas establecidas por la Administración para 2017 se alcanzaron y, según lo previsto en el ACT, la Compañía provisionó la PLR de US\$ 151 equivalente a la mitad de la remuneración mensual de los empleados.

## 22.8. Programas de incentivo a la desvinculación voluntaria

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

	Com inscripción	Desvinculados	Que desistieron	Empleados Activos
Petrobras (PIDV 2014 y 2016)	19.499	(16.441)	(2.801)	257
Petrobras Distribuidora (PIDV BR 2014, 2015 y 2016)	2.163	(1.678)	(468)	17
<b>Total</b>	<b>21.662</b>	<b>(18.119)</b>	<b>(3.269)</b>	<b>274</b>

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

	31.12.2017	31.12.2016
Saldo inicial	811	199
PIDV Petrobras y BR 2016	-	1.239
Revisión de provisión (desistencias/actualización)	(237)	(11)
Utilización por desvinculación	(558)	(656)
Ajustes por diferencias de cambio	18	40
<b>Saldo Final</b>	<b>34</b>	<b>811</b>
Corriente	34	811
No corriente	-	-

## 23. Patrimonio neto

### 23.1. Capital social realizado

El 31 de diciembre de 2017 y 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

#### 23.2.1. Gastos con emisión de acciones

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

#### 23.2.2. Cambio de participación en subsidiarias

Diferencias entre el monto pagado y el valor contable resultante de los cambios en las participaciones en entidades subsidiarias, que no resulten a una pérdida de control, teniendo en cuenta que se tratan de transacciones de capital, es decir, transacciones con los accionistas, en la calidad de propietarios. En 2017, el principal cambio de participación en controlada se refiere a la BR Distribuidora, con efecto de US\$ 479, neto de impuestos, cuya operación fue relatada en la nota explicativa 10.



### **23.3. Reservas de ganancias**

#### **23.3.1. Reserva legal**

Se constituye mediante la apropiación del 5% de la ganancia neta del ejercicio, en conformidad con el artículo 193 de la Ley de las Sociedades por Acciones.

#### **23.3.2. Reserva estatutaria**

Constituida mediante la apropiación de la ganancia neta de cada ejercicio de un monto equivalente, como mínimo, al 0,5% del capital social desembolsado al cierre del ejercicio y se destina al costeo de los programas de investigación y desarrollo tecnológico. El saldo de esta reserva no puede exceder el 5% del capital social desembolsado, de acuerdo con el artículo 55 del Estatuto Social de la Compañía.

#### **23.3.3. Reserva de incentivos fiscales**

Se constituye mediante destino de la porción del resultado del ejercicio equivalente a los incentivos fiscales, derivados de donaciones o subvenciones gubernamentales, en conformidad con el artículo 195-A de la Ley de las Sociedades por Acciones. Tal reserva solamente podrá utilizarse para la absorción de perjuicios o aumento del capital social.

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

El importe acumulado referente al subsidio de las inversiones relativas a los resultados de los ejercicios de 2014 a 2017, que se utilizará para la constitución de reserva de incentivo en periodos posteriores, es US\$ 39.

#### **23.3.4. Reserva de retención de ganancias**

Se destina a la aplicación en inversiones previstas en presupuesto de capital, principalmente en las actividades de exploración y desarrollo de la producción de petróleo y gas, en conformidad con el artículo 196 de la Ley de las Sociedades por Acciones.

En 31 de diciembre de 2017, el saldo de las pérdidas acumuladas obligatoriamente será absorbido por la reserva de retención de ganancias, en el valor de US\$ 87.

### **23.4. Otros resultados integrales**

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

- En ajustes por diferencias de cambio acreedor, el monto de US\$ 851, derivado de la traducción de los estados financieros de controladas en el extranjero con moneda funcional diferente del real. Además, debido a la venta de la totalidad de su participación en Petrobras Chile Distribución Ltda y de Guarani S.A., como se describe en la nota explicativa 10.1, la Compañía efectuó la transferencia del monto de US\$ 37 para otros gastos netos de los efectos cambiarios cumulativos de conversión, a partir de la fecha de adquisición de estas participaciones hasta las fechas de venta;
- En ganancias actuariales con planes de beneficios definidos, el monto de US\$ 1.635, neto de impuesto;
- En *hedge* de flujo de efectivo de exportación, el patrimonio neto fue acrecido en el período en US\$ 1.724, neto de impuestos y del efecto de reclasificación de parte de la diferencia de cambio para el resultado, totalizando el 31 de diciembre de 2017 el valor de US\$ 9.573, neto de impuestos, conforme nota explicativa 33.2.

### 23.5. Dividendos

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

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

### 23.6. Resultado por acción

Por acción	2017			2016			2015		
	Ordinaria	Preferidas	Total	Ordinaria	Preferidas	Total	Ordinaria	Preferidas	Total
Ganancia (pérdida) atribuible a los accionistas de Petrobras	(52)	(39)	(91)	(2,760)	(2,078)	(4,838)	(4,821)	(3,629)	(8,450)
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
Ganancia (pérdida) básica y diluida por acción (US\$ por acción)	(0,01)	(0,01)	(0,01)	(0,37)	(0,37)	(0,37)	(0,65)	(0,65)	(0,65)
Ganancia (pérdida) básica y diluida por ADR (US\$ por acción) <sup>(*)</sup>	(0,02)	(0,02)	(0,02)	(0,74)	(0,74)	(0,74)	(1,30)	(1,30)	(1,30)

(\*) –Equivalente a dos accionees.

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

	2017	2016	2015
Diésel	25.049	25.524	30.532
Gasolina	16.765	16.263	16.320
GLP	3.999	3.083	2.881
Combustible de aviación	3.131	2.573	3.325
Nafta	2.637	2.472	2.594
Oleo combustible (incluye bunker)	1.392	1.167	2.297
Otros productos derivados del petróleo	3.775	3.372	3.468
<b>Subtotal de productos derivados del petróleo</b>	<b>56.748</b>	<b>54.454</b>	<b>61.417</b>
Gas natural	5.174	3.952	5.894
Etanol, nitrogenados y renovables	3.878	3.743	3.868
Electricidad	3.620	1.942	3.944
Servicios y otros	913	811	906
<b>Mercado nacional</b>	<b>70.333</b>	<b>64.902</b>	<b>76.029</b>
Exportaciones	13.075	8.439	9.692
Ventas en el exterior (*)	5.419	8.064	11.593
<b>Mercado extranjero</b>	<b>18.494</b>	<b>16.503</b>	<b>21.285</b>
<b>Ingresos de ventas (**)</b>	<b>88.827</b>	<b>81.405</b>	<b>97.314</b>

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

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

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

En 2017, no hubo ningún cliente cuyos ingresos de ventas fueron 10% o más de los ingresos de ventas de la Compañía. En 2016, las ventas de transacciones con dos clientes alcanzaron aproximadamente el 10% o más de los ingresos de ventas de la Compañía, en un total de US\$ 8.640 y US\$ 7.691 (US\$ 9.793 y US\$ 8.146 en 2015). Estos ingresos de ventas afectaron principalmente el segmento de negocios de Abastecimiento.

## 25. Otros gastos netos

	2017	2016	2015
Provisión para acuerdo de la acción colectiva consolidada (Class Action)	(3.449)	-	-
Planes de pensión y salud (inactivos)	(1.914)	(1.428)	(1.151)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(1.598)	(1.859)	(1.239)
(Pérdidas) / Ganancias con procesos judiciales, administrativos y arbitrales	(898)	(1.393)	(1.569)
Pérdidas en cuentas incobrables de otras cuentas por cobrar	(432)	(671)	(374)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(258)	(253)	(428)
Participación en las ganancias o resultados	(151)	-	-
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(70)	(80)	(95)
Gastos operativos con termoeléctricas	(67)	(96)	(119)
Realización de ajustes por diferencias de cambio	(37)	(1.457)	-
Provisión para asunción de deudas de proveedores con subcontratadas	-	(105)	-
Subvenciones y asistencias gubernamentales	91	173	17
Ganancias / pérdidas en la remediación - participaciones societarias	217	-	-
Gastos (reversiones) con PIDV	237	(1.228)	(115)
Resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato"	252	131	72
Resultado relacionado al desmantelamiento de áreas	337	1.491	(144)
Gastos /Resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	372	569	530
Contratos de ship/take or pay	543	282	225
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	1.498	293	(758)
Others	(272)	424	(197)
<b>Total</b>	<b>(5.599)</b>	<b>(5.207)</b>	<b>(5.345)</b>

(\*) Incluye áreas devueltas, proyectos cancelados y la ganancia en la desinversión de la NTS en el segundo trimestre de 2017, con base en la nota 10.1, así como US\$ 309 de pérdidas de materiales resultantes de reevaluación de la cartera de proyectos reconocidos principalmente en el tercer trimestre de 2017.

## 26. Costos y Gastos por naturaleza

	2017	2016	2015
Materia prima y productos para la reventa	(20.053)	(18.870)	(29.110)
Materiales, servicios, fletes, alquileres y otros	(19.049)	(14.920)	(20.951)
Depreciación, agotamiento y amortización	(13.307)	(13.965)	(11.591)
Gastos con personal	(9.045)	(9.984)	(9.079)
Participación gubernamental	(7.900)	(4.879)	(6.064)
Provisión para acuerdo de la acción colectiva consolidada (Class Action)	(3.449)	-	-
Gastos tributarios (*)	(1.843)	(714)	(2.796)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(1.598)	(1.859)	(1.239)
Reversión / (pérdida) por deterioro del valor de los activos - Impairment	(1.191)	(6.193)	(12.299)
(Pérdidas) / Ganancias con procesos judiciales, administrativos y arbitrales	(898)	(1.393)	(1.569)
Pérdidas en cuentas incobrables	(708)	(1.131)	(941)
Proyectos sin viabilidad económica (incluyendo pozos secos y bonos de firma)	(279)	(1.281)	(1.441)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(258)	(253)	(428)
Variación de los inventarios	110	(437)	(155)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(70)	(80)	(95)
Realización de ajustes por diferencias de cambio	(37)	(1.457)	-
Provisión para asunción de deudas de proveedores con subcontratadas	-	(105)	-
Resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato"	252	131	72
Ganancias / pérdidas en la remediación - participaciones societarias	217	-	-
Resultado con enajenaciones/bajas de activos (**)	1.498	293	(758)
<b>Total</b>	<b>(77.608)</b>	<b>(77.097)</b>	<b>(98.444)</b>
<b>Estado de Resultados</b>			
Costo de ventas	(60.147)	(55.417)	(67.485)
Gastos de ventas	(4.538)	(3.963)	(4.627)
Gastos de administración y generales	(2.918)	(3.319)	(3.351)
Gastos de exploración	(800)	(1.761)	(1.911)
Gastos con investigación y desarrollo	(572)	(523)	(630)
Gastos tributarios (*)	(1.843)	(714)	(2.796)
Impairment	(1.191)	(6.193)	(12.299)
Otros gastos, netos	(5.599)	(5.207)	(5.345)
<b>Total</b>	<b>(77.608)</b>	<b>(77.097)</b>	<b>(98.444)</b>

(\*) Incluye los efectos del Programa de Regularização Tributária (PRT) y del Programa Especial de Regularização Tributária (PERT), en el monto de US\$ 883, reconocidos principalmente en el segundo trimestre de 2017, con base en la nota 21.2.

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

## 27. Resultado financiero, neto

	2017	2016	2015
Intereses y gastos con endeudamientos	(7.388)	(7.764)	(6.858)
Diferencias cambiarias y monetarias s/ endeudamiento neto (*)	(4.129)	(2.507)	(3.834)
Ingresos provenientes de inversiones financieras y títulos públicos	580	547	693
<b>Resultado financiero sobre endeudamiento neto</b>	<b>(10.937)</b>	<b>(9.724)</b>	<b>(9.999)</b>
Cargas financieras capitalizadas	1.976	1.729	1.773
Ingresos (pérdidas) sobre instrumentos derivativos	(64)	(111)	256
Resultados provenientes de activos financieros	24	5	25
Actualización financiera de la provisión de desmantelamiento	(762)	(662)	(231)
Otros gastos e ingresos financieros netos	(622)	291	(659)
Otras diferencias cambiarias y monetarias netas	490	717	394
<b>Resultado financiero neto</b>	<b>(9.895)</b>	<b>(7.755)</b>	<b>(8.441)</b>
Ingresos	1.047	1.053	1.412
Gastos	(7.395)	(6.958)	(6.437)
Diferencias cambiarias y monetarias, netas	(3.547)	(1.850)	(3.416)
<b>Total</b>	<b>(9.895)</b>	<b>(7.755)</b>	<b>(8.441)</b>

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

**28. Informaciones complementarias al estado de flujo de efectivo**

	2017	2016	2015
<b>Informaciones adicionales a los flujos de efectivo</b>			
<b>Valores pagados/ recibidos durante el período:</b>			
Impuesto a las ganancias retenido en la fuente de terceros	857	932	1.034
<b>Transacciones de inversiones y financiaciones que no envuelven efectivo</b>	-	-	-
Adquisición de propiedad, planta y equipo en crédito	133	123	171
Contratos con transferencia de beneficios, riesgos y controles de bienes	86	90	-
Constitución (reversión) de la provisión para desmantelamiento de áreas	4.503	937	4.145
Uso de depósitos judiciales y créditos fiscales para el pago de contingencia	314	138	960

## 29. Informaciones por segmento

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

	E&P	Abastecimiento	Gas y Energía	Biocombustibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
<b>Activo Consolidado por área de negocio - 31.12.2017</b>								
Corriente	7.575	12.670	1.811	64	2.961	27.472	(5.422)	47.131
No corriente	137.044	38.396	16.744	126	3.160	9.274	(509)	204.235
Realizable a largo plazo	7.619	3.330	2.395	4	1.074	7.489	(461)	21.450
Inversiones	1.429	1.492	830	33	5	6	-	3.795
Propiedad, Planta y Equipo	126.487	33.400	13.231	89	1.862	1.629	(48)	176.650
En operación	91.386	29.217	10.580	85	1.603	1.306	(48)	134.129
En construcción	35.101	4.183	2.651	4	259	323	-	42.521
Activos intangibles	1.509	174	288	-	219	150	-	2.340
<b>Activo Total</b>	<b>144.619</b>	<b>51.066</b>	<b>18.555</b>	<b>190</b>	<b>6.121</b>	<b>36.746</b>	<b>(5.931)</b>	<b>251.366</b>
<b>Activo Consolidado por área de negocio - 31.12.2016</b>								
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
<b>Activo Total</b>	<b>140.096</b>	<b>52.580</b>	<b>19.488</b>	<b>522</b>	<b>6.230</b>	<b>33.769</b>	<b>(5.702)</b>	<b>246.983</b>



# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otraforma)



## Estado consolidado del resultado por Área de Negocio

Ene-Dic/2017

	E&P	Abastecimiento	Gas y Energía	Biocombustibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Ingresos de ventas	42.184	67.037	12.374	213	27.567	-	(60.548)	88.827
Intersegmentos	40.762	16.142	3.027	201	416	-	(60.548)	-
Terceros	1.422	50.895	9.347	12	27.151	-	-	88.827
Costo de ventas	(27.937)	(57.778)	(8.797)	(222)	(25.501)	-	60.088	(60.147)
Ganancia (Pérdida) bruta	14.247	9.259	3.577	(9)	2.066	-	(460)	28.680
Gastos	(3.750)	(3.603)	(676)	(22)	(1.266)	(8.217)	73	(17.461)
Gastos de ventas	(125)	(1.731)	(1.793)	(2)	(995)	27	81	(4.538)
Gastos generales y de administración	(331)	(457)	(165)	(22)	(274)	(1.669)	-	(2.918)
Gastos de exploración	(800)	-	-	-	-	-	-	(800)
Gastos con investigación y desarrollo	(333)	(13)	(26)	-	-	(200)	-	(572)
Gastos tributarios	(503)	(203)	(258)	(7)	(42)	(830)	-	(1.843)
Impairment	43	(781)	(446)	(7)	-	-	-	(1.191)
Otros ingresos y gastos operativos, netos	(1.701)	(418)	2.012	16	45	(5.545)	(8)	(5.599)
Ganancia (Pérdida) neta antes del resultado financiero, participación e impuestos	10.497	5.656	2.901	(31)	800	(8.217)	(387)	11.219
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(9.895)	-	(9.895)
Resultado de participaciones en inversiones	136	443	117	(26)	2	1	-	673
Ganancia (Pérdida) neta antes de los impuestos sobre la renta	10.633	6.099	3.018	(57)	802	(18.111)	(387)	1.997
Impuestos sobre la renta	(3.571)	(1.922)	(985)	10	(272)	4.780	132	(1.828)
Ganancia (Pérdida) neta	7.062	4.177	2.033	(47)	530	(13.331)	(255)	169
Ganancia (Pérdida) neta atribuible a los:								
Accionistas de Petrobras	7.021	4.235	1.915	(47)	521	(13.481)	(255)	(91)
Accionistas no controladores	41	(58)	118	-	9	150	-	260
Ganancia (Pérdida) neta	7.062	4.177	2.033	(47)	530	(13.331)	(255)	169

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otraforma)



## Estado consolidado por resultado de 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 e 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 controladores	(57)	(66)	123	-	-	489	-	489
Ganancia (Pérdida) neta	1.368	5.680	855	(323)	67	(10.914)	(1.082)	(4.349)

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otraforma)



## 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
<b>Ganancia (Pérdida) neta</b>	<b>(2.483)</b>	<b>5.713</b>	<b>386</b>	<b>(276)</b>	<b>(141)</b>	<b>(12.110)</b>	<b>300</b>	<b>(8.611)</b>
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)
<b>Ganancia (Pérdida) neta</b>	<b>(2.483)</b>	<b>5.713</b>	<b>386</b>	<b>(276)</b>	<b>(141)</b>	<b>(12.110)</b>	<b>300</b>	<b>(8.611)</b>

## 30. Procesos judiciales y contingencias

### 30.1. Procesos judiciales provisionados

La Compañía realiza provisiones en un monto suficiente para cubrir las pérdidas consideradas probables y confiablemente estimables. Las principales acciones se refieren a:

- Procesos laborales, con destaque: (i) revisión de la metodología de cálculo del complemento de remuneración mínima por nivel y régimen de trabajo; (ii) diferencias de cálculo de los reflejos de horas extras en el descanso semanal remunerado; y (iii) acciones de subcontratados;
- Procesos fiscales, incluyendo: (i) la no ratificación de compensaciones de impuestos federales; (ii) las demandas relativas al pago del ICMS sobre las ventas de queroseno de aviación; y (iii) utilización de crédito de ICMS en la importación de plataformas; y
- Procesos civiles referentes a: (i) acuerdos en curso para terminar la acción colectiva consolidada delante la Corte Federal de Nueva York; (ii) cobro de *royalties* sobre la actividad de extracción de esquisto; (iii) reclamación por incumplimiento contractual relacionado con la construcción de plataforma; (iv) indemnización proveniente de acción de expropiación de área para la constitución de servidumbre de pasaje; (v) cobro de *royalties* y participaciones gubernamentales sobre producción de gas; y (vi) multas aplicadas por la ANP en relación con los sistemas de medición.

Los montos de las provisiones son los siguientes:

	31.12.2017	31.12.2016
<b>Pasivo corriente y no corriente</b>		
Civiles	4.342	575
Laborales	1.364	1.226
Fiscales	1.229	1.528
Ambientales	91	60
Otros	-	2
<b>Total</b>	<b>7.026</b>	<b>3.391</b>
Pasivo corriente	2.256	-
Pasivo no corriente	4.770	3.391

	31.12.2017	31.12.2016
Saldo Inicial	3.391	2.247
Adición	3.937	997
Utilización	(454)	(654)
Actualización de intereses	285	350
Otros	-	(52)
Ajuste por diferencias de cambio	(133)	503
<b>Saldo Final</b>	<b>7.026</b>	<b>3.391</b>

En la preparación de los estados financieros del período terminado el 31 de diciembre de 2017, la Compañía consideró todas las informaciones disponibles sobre los procesos en los que es parte involucrada para realizar las estimaciones de los valores de las obligaciones y la probabilidad de salida de recursos.

Excluyéndose los efectos de las diferencias de cambio (nota 2), en el período de enero a diciembre de 2017, los principales movimientos en la provisión para procesos judiciales ocurrieron principalmente por el acuerdo de la acción colectiva provisionado en el cuarto trimestre y por decisiones judiciales y administrativas desfavorables a la Compañía, que resultaron en la alteración de la expectativa de pérdida para probable, así como por la actualización monetaria del saldo provisionado, conforme presentado a seguir:

## Procesos laborales

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

## Procesos fiscales

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

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

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

## Procesos civiles

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

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

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

## 30.2. Depósitos judiciales

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

## Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



	31.12.2017	31.12.2016
<b>Activo no corriente</b>		
Fiscales	3.302	1.803
Civiles	891	1.101
Laborales	1.209	1.006
Ambientales	176	84
Otros	4	5
<b>Total</b>	<b>5.582</b>	<b>3.999</b>

	12.31.2017	12.31.2016
<b>Saldo Inicial</b>	<b>3.999</b>	<b>2.499</b>
Adición, neta de reversión	1.601	952
Utilización	(138)	(147)
Actualización de intereses	226	185
Otros	-	(28)
Ajuste por diferencias de cambio	(106)	538
<b>Saldo Final</b>	<b>5.582</b>	<b>3.999</b>

En 2017, la Compañía realizó depósitos judiciales en el monto de US\$ 1.601 generados, en gran parte, por la decisión desfavorable dictada por el Tribunal Regional Federal del Rio de Janeiro en octubre de 2017, al entender que las remesas para pago de fletamento, en el período de 1999 a 2002, estarían sujetas al IRRF, conforme nota explicativa 30.3.

### 30.3. Procesos judiciales no provisionados

Los procedimientos judiciales que constituyen obligaciones presentes cuya salida de recursos no es probable o que no pueda haber una estimativa suficientemente fiable del valor de la obligación, así como aquellos que no constituyen obligaciones presentes, no son reconocidos, sin embargo son divulgados, a menos que sea remota la posibilidad de salida de recursos.

Los pasivos contingentes, con intereses y actualización monetaria, estimados para los procedimientos judiciales el 31 de diciembre de 2017, para los cuales la posibilidad de pérdida es considerada posible, son presentados en la siguiente tabla:

<b>Naturaleza</b>	<b>31.12.2017</b>	<b>31.12.2016</b>
Fiscales	39.137	47.830
Laborales	7.202	7.225
Civiles - Generales	9.621	9.049
Civiles - Ambientales	2.354	2.172
Otros	-	1
<b>Total</b>	<b>58.314</b>	<b>66.277</b>

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

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

## Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



Descripción de los procesos de naturaleza fiscal	Estimativa	
	31.12.2017	31.12.2016
<b>Actor: Secretaría de Hacienda Federal de Brasil.</b>		
1) Incidencia del Impuesto sobre la Renta Retenido en la Fuente - IRRF y Contribución de Intervención en el Dominio Económico - CIDE y PIS/COFINS-importación sobre las remesas para el pago de fletes de embarcaciones.		
Situación actual: En octubre de 2017, el Tribunal Regional Federal de RJ dictó una decisión desfavorable a la Compañía al entender que las remesas para pago de fletamento, en el período de 1999 a 2002, estarían sujetas al IRRF, cuyo débito actualizado en septiembre de 2017 es de: US\$ 2,7 mil millones. La discusión jurídica trata de la legalidad de acto normativo de la Receita Federal que garantiza alícuota cero para dichas remesas. La Compañía ratifica la clasificación de la pérdida como posible en virtud de que haya manifestaciones favorables al entendimiento de la Compañía en los Tribunales Superiores y procurará asegurar la defensa de sus derechos. La Compañía adhirió al programa de pago y parcelamiento de la Ley nº 13.586/17, posibilitando el cierre de discusiones administrativas y judiciales de IRRF relativo a los ejercicios de 2008 a 2013, incluyendo la imposición fiscal recibida por la Compañía el 2 de enero de 2018 relativo para el ejercicio 2013, conforme la nota explicativa 21.2.4. Los demás procesos involucrando a CIDE y PIS / COFINS se encuentran en fase administrativa y judicial diversas y se clasifican como posible en función de haber previsión legal en línea con el entendimiento de la Compañía, incluyendo la imposición fiscal recibida por la Compañía el 2 de enero de 2018.	13.041	15.479
2) Ganancia de controladas y coligadas domiciliadas en el exterior no considerada en la base de cálculo del IRPJ y CSLL.		
Situación actual: En 2017, la Compañía recibió nuevo acto de infracción por no adición de ganancias de controladas en el exterior, que sumado a las demás cuestiones de este asunto, involucra procesos en fase administrativa y judicial diversas, permaneciendo como pérdida posible frente al hecho de que hay manifestaciones favorables al entendimiento de la Compañía en los Tribunales Superiores.	3.988	3.095
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.	3.621	3.375
4) Incidencia de contribuciones a la seguridad social en el pago de abono y gratificación contingente a los empleados.		
Situación actual: Aguardando juicio de defensa y recursos en la esfera administrativa, incluyendo nuevo auto de infracción recibido por la Compañía.	1.541	1.053
5) Cobro del CIDE-Combustibles en transacciones con distribuidoras y puestos de combustibles detentores de mandatos liminares que determinaban las ventas sin repase del referido impuesto.		
Situación actual: La cuestión envuelve procesos en fase judicial en etapas diversas.	672	656
6) Deducción de la base de cálculo del IRPJ y CSLL de los valores pagados como incentivo a la repactación del Plan Petros (activos e inactivos) y servicio pasado.		
Situación actual: La sentencia publicada en mayo y confirmada en junio de 2017 reconoció la deducibilidad en la base de cálculo IRPJ y de la CSLL, pero limitada al 20% de la plantilla de salarios de los empleados y de la remuneración de los dirigentes vinculados al Plan. Después de examinar los fundamentos de dichas decisiones, la Compañía alteró la expectativa de pérdida de este proceso para probable. Las demás cuestiones remanentes de este ítem, cuyo fundamento jurídico es distinto, permanecen como expectativa de pérdida posible y se encuentran en fase administrativa y judicial diversas.	613	2.355
7) Deducción inmediata de la base de cálculo del IRPJ y CSLL de gastos con desarrollo de la producción de petróleo.		
Situación actual: Revisión de la expectativa de pérdida para remota, en virtud del Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (CARF) haber pronunciado por unanimidad, decisiones favorables a la Compañía en proceso administrativo.	-	6.305
<b>Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de São Paulo</b>		
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. En cuanto al proceso de falta de emisión de factura en el movimiento de la sonda, hubo decisión definitiva favorable a la Compañía, motivo por el cual el valor de este ítem fue reducido.	761	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.	887	834
<b>Actor: Secretaría de Hacienda de RJ, BA y AL.</b>		
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.	1.366	1.354
<b>Actor: Municipidades de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Matarazes, Linhares, Vila Velha y Vitória.</b>		
11) Cobro de impuesto incidente sobre servicios prestados en aguas marítimas (ISSQN) en favor de algunos municipios		



localizados en el Estado de Espírito Santo, con el argumento que el servicio fuera prestado en sus "respectivos territorios marítimos".		
Situación actual: La cuestión envuelve procesos en diversas fases administrativas y judiciales.	1.224	1.117
<b>Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de RJ, SP, PR, RO y MG</b>		
12) Cobro de diferencias de alícuotas de ICMS en operaciones de venta de queroseno de aviación para empresas aéreas en el mercado interno, y otros cuestionamientos derivados de la utilización del beneficio fiscal del ICMS.		
Situación actual: La cuestión involucra procesos que están en las instancias administrativa y judicial.	1.087	1.285
<b>Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de PR, AM, BA, ES, PA, PE y PB</b>		
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.	976	840
<b>Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de RJ, SP, ES, BA, PE, MG, RS, AL y SE.</b>		
14) 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.	994	490
<b>Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de RJ, RN, AL, AM, PA, BA, GO, MA, SP y PE.</b>		
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.	1.029	755
<b>Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de SP, RS y SC</b>		
16) Cobro de ICMS sobre las importaciones de gas natural provenientes de Bolivia, bajo la excusa de que estos estados eran los destinatarios finales (consumidores) del gas importado.		
Situación actual: La cuestión involucra procesos judiciales y administrativos, así como tres demandas civiles originarias pendientes en el Supremo Tribunal Federal.	852	827
<b>Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de SP, CE, PB, RJ, BA, PA y AL.</b>		
17) Cobro y crédito de ICMS en operaciones de consumo interno de aceite bunker y de aceite diésel marítimo destinados a embarcaciones fletadas.		
Situación actual: Hay actuaciones elaboradas por los Estados, con algunas todavía en discusión en la instancia administrativa y otras en la instancia judicial.	578	566
<b>Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de AM, BA, RS y RJ.</b>		
18) Cobro de ICMS por los Estados debido a controversia sobre la formación de la base de cálculo en operaciones interestaduais e internas de transferencias entre establecimientos de un mismo contribuyente.		
Situación actual: La cuestión involucra procesos aún en la fase administrativa y otros en la fase judicial.	448	351
<b>Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de RJ, SP, SE y BA.</b>		
19) Utilización de créditos de ICMS en la adquisición de taladros de perforación y de productos químicos utilizados en la formulación de fluido de perforación.		
Situación actual: La cuestión involucra procesos en fases administrativas y judiciales diversas.	513	405
<b>Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de MG, MT, GO, RJ, PA, CE, BA, PR, SE, AL, RN, SP y PR.</b>		
20) Apropiación 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.	284	341
<b>Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de Pernambuco</b>		
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.	335	312
22) Otros procesos de naturaleza fiscal	4.327	4.332
<b>Total de procesos de naturaleza fiscal</b>	<b>39.137</b>	<b>47.830</b>

Descripción de los procesos de naturaleza laboral	Estimativa	
	31.12.2017	31.12.2016
<b>Actores: Sindipetro de los estados de ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, SE, AL, RN, CE, PI, PR, SC y RS.</b>		
1) Acciones colectivas que requieren la revisión de la metodología de cálculo del complemento de la Remuneración Mínima por Nivel y Régimen (RMNR). Situación actual: A la espera de juicio de incidente de recurso repetitivo por el Pleno del Tribunal Superior de Trabajo, que ordenó la suspensión del juicio del contrato colectivo de trabajo legal, propuesto por la Compañía, hasta el juicio de dicho incidente. Ante el precedente desfavorable en la Sección de Acuerdos Individuales y de decisión favorable en la Sección de Disidios Colectivos, ambos en el ámbito del Tribunal Superior del Trabajo, la Compañía entiende que la mejor expectativa para las demandas es de pérdida posible.	4.516	4.383
<b>Actores: Sindicato de los Petroleiros del Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF</b>		
2) El actor tiene como objetivo condenar la Compañía a pagar como extraordinarias las horas de trabajo que superan el límite diario de 12 horas de trabajo efectivo en el sistema de guardia. También tiene la intención de obligar la Compañía a cumplir con el límite de 12 horas de trabajo efectivo en el sistema de guardia y el intervalo intermedio de 11 horas, sujeto a una multa diaria. Situación actual: El proceso se encuentra en el Tribunal Superior del Trabajo, para el juicio del recurso de revisión del reclamante.	389	369
<b>Actores: Sindipetro de los estados de ES, RJ, MG, BA, SP, PR, CE, PI, SC, AL, SE y RS</b>		
3) Acciones de Clase con el fin de obtener diferencias salariales derivadas de deseado cambio en el método de cálculo de las horas extraordinarias en las reflexiones de descanso semanal remunerado, considerándose la observación más alta que establece la Ley No. 605/49, que es de 1/6. Situación actual: El Tribunal Superior del Trabajo (TST) uniformizó, en todas sus clases, entendimiento acerca de los reflejos del Descanso Semanal Remunerado en sentido favorable a la tesis de la Compañía, siendo que hay procesos individuales y colectivos juzgados favorablemente a los autores antes de dicha uniformidad, cuya estimación es retratada en este ítem. Sin embargo, dos de esas acciones colectivas (SINDIPETRO / MG y SINDIPETRO / NF) tuvieron sus decisiones rescindidas por el TST, en virtud de acciones rescisorias propuestas por la Compañía, en sesiones de juicio el 26/09/2017 y 20/02/2018, respectivamente, por lo que, ante la remota posibilidad de reversión de las decisiones del TST firmadas en las rescisorias, las expectativas de pérdidas de esas dos acciones colectivas fueron alteradas de lo posible para remota.	121	311
4) Otros procesos de naturaleza laboral	2.176	2.162
<b>Total de los procesos de naturaleza laboral</b>	<b>7.202</b>	<b>7.225</b>

Descripción de los procesos de naturaleza civil	Estimativa	
	31.12.2017	31.12.2016
<b>Actor: Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP</b>		
1) Procesos que discuten la determinación de la ANP de: unificar los campos de Lula y Cernambi en el Consorcio BM-S-11, unificar los Campos de Baúna y Piracaba, unificar los Campos de Tartaruga Verde y Mestiza; y unificar los Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte y Pirambu, en el complejo Parque das Baleias, generando así impactos en el recogimiento de las participaciones especiales (PE).		
Situación actual: La lista envuelve procesos judiciales y arbitrales. En el caso de los campos de Lula / Cernambi y Baúna / Piracaba, los valores de las supuestas diferencias de participaciones especiales fueron depositados judicialmente, pero con la casación de la liminar favorable, actualmente las diferencias han sido pagadas directamente a la ANP hasta que sea reformada la decisión judicial correspondiente. En el caso de la unificación de los Campos de Baleia Anã, Baleia Azul, Baleia Franca, Cachalote, Caxaréu, Jubarte y Pirambu, en el complejo Parque das Baleias, el STJ concluyó su juicio en el sentido de que es el tribunal arbitral quien debe evaluar si el caso es arbitrar, o no. En el proceso referente a la unificación de Tartaruga Verde y Mestiza, el Tribunal Regional Federal de la 2ª Región entendió por la competencia del Tribunal Arbitral, autorizando la prosecución del arbitraje. De este modo, actualmente, están suspendidos los arbitrajes de Lula y Cernambi y Baúna y Piracaba, mientras que el Poder Judicial declaró la inexistencia de obstáculo a la prosecución de los arbitrajes relativos al Parque das Baleias y los Campos de Tartaruga Verde y Mestiza. La alteración de valor se refiere a la actualización monetaria y al acrecimiento de las participaciones gubernamentales de los Campos del Parque das Baleias, cuyo cobro está suspendido por fuerza de decisión arbitral/judicial.	2.633	1.992
2) Procesos administrativos que discuten la diferencia de participación especial y royalties en varios campos, con la diferencia de la interpretación de la aplicación de los precios del petróleo utilizados para el cálculo de las participaciones gubernamentales en el campo de Lula. También incluye la discusión de multas impuestas por la ANP por supuesto incumplimiento del programa exploratorio mínimo e irregularidades en el cumplimiento de normas aplicables a la industria de petróleo.		
Situación actual: En agosto de 2017, la Compañía obtuvo una decisión judicial desfavorable en uno de los procesos de multa ANP, lo que motivó la alteración de la expectativa de pérdida para probable de parte de los procesos relativos al ítem. En contrapartida, un proceso envolviendo campo de Lula fue transferido a pérdida remota en virtud de una decisión favorable en la esfera administrativa. Las demás cuestiones restantes envuelven procesos en fase administrativa y judicial en diversas fases.	1.635	1.668
<b>Actor: Diversos actores en Brasil y EIG Management Company en los Estados Unidos</b>		
3) Arbitrajes en Brasil y acción judicial en los Estados Unidos referentes a Sete Brasil Participações S. A.		
Situación actual: Los arbitrajes están en diversas etapas, sin que se haya dictado sentencia en ninguna de ellas. La acción judicial propuesta por la EIG y las afiliadas alega que la Compañía habría practicado fraude al inducir a los autores a invertir en la "Sete" a través de comunicaciones que habrían dejado de revelar el supuesto esquema de corrupción que involucra a Petrobras ya la "Sete". La Corte Distrital de Columbia, Estados Unidos, acogió en parte la defensa preliminar de Petrobras (motion to dismiss). Petrobras recurrió de la parte en que fue vencida en la decisión, y el proceso actualmente está suspendido en primera instancia, en virtud de la interposición del recurso. En el día 30 de octubre, Petrobras presentó una respuesta a las contrariedades de la EIG al recurso.	2.127	1.644
<b>Actor: Refinería de Petróleo de Manguinhos S.A.</b>		
4) Acción de indemnización en que busca resarcimiento por los daños causados por una conducta anticompetitiva alegada en la venta de gasolina, diésel y GLP en el mercado interno.		
Situación actual: La cuestión involucra proceso en fase judicial. En un juicio reciente el Poder Judicial reconoció la inexistencia de derecho a la indemnización por parte de la Refinería de Manguinhos. La decisión del Poder Judicial acompaña el entendimiento anteriormente manifestado por el CADE, reflejando en la expectativa del proceso que fue alterada para remota.	-	575
<b>Actor: Vantage Deepwater Company e Vantage Deepwater Drilling Inc.</b>		
5) Arbitraje en los Estados Unidos acerca de la terminación unilateral del contrato de servicios de perforación vinculado al buque sonda Titanium Explorer.		
Situación actual: Se realizaron audiencias para obtención de información de testigos y alegaciones finales de las partes. La decisión del tribunal arbitral se espera para el primer trimestre de 2018.	400	400
6) Procesos diversos de naturaleza civil	2.826	2.770
<b>Total de los procesos de naturaleza civil</b>	<b>9.621</b>	<b>9.049</b>

**Descripción de los procesos de naturaleza ambiental**

	31.12.2017	31.12.2016
<b>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.</b>		
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.	942	855
<b>Actores: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA y Ministério Público Federal</b>		
2) Procesos administrativos derivados de multas ambientales relacionadas a operación de exploración y producción (upstream), impugnadas por haber divergencia cuanto a interpretación y aplicación de normas por IBAMA, así como una Acción Civil Pública movida por Ministério Público Federal por supuesto daño ambiental, en virtud del hundimiento accidental de la plataforma P-36. Situación actual: Cuanto a las penalidades, algunas aguardan juicio de defensa y recurso en la esfera administrativa, en cuanto otras ya se encuentran en fase de discusión judicial. Cuanto a la acción civil pública, la Compañía recurrió de la sentencia que fue desfavorable en el juicio de primer grado, y acompaña el trámite del recurso en juicio por el Tribunal Regional Federal.	444	442
3) Otros procesos de naturaleza ambiental	968	876
<b>Total de los procesos de naturaleza ambiental</b>	<b>2.354</b>	<b>2.173</b>

**30.4. Acciones colectivas (class actions) y procesos relacionados**

**30.4.1. Acción colectiva en los Estados Unidos y procesos relacionados**

Entre 8 de diciembre de 2014 y 7 de enero de 2015, cinco acciones colectivas (*class actions*) fueron propuestas contra la Compañía, Petrobras International Finance Company S.A. ("PfiCo"), Petrobras Global Finance BV ("PGF" y colectivamente con la Compañía y PifCo, "Petrobras"), algunos suscriptores de ofertas públicas de títulos de deuda hechas por los demandados de Petrobras (los "Suscriptores"), entre otros demandados (los "Demandados"), ante la Corte Federal para el Distrito Sur de Nueva York, Estados Unidos (*United States District Court for the Southern District of New York*, "SDNY" o la "Corte Distrital"). Estas acciones fueron consolidadas el 17 de febrero de 2015 ("Acción Colectiva Consolidada" o "Acción Colectiva"). La Corte designó un autor líder, Universities Superannuation Scheme Limited ("USS"), el 4 de marzo de 2015. En resumen, na Acción Colectiva Consolidada presentaron pedidos basados en el *United States Securities Exchange Act* de 1934 (o "Exchange Act") y en el *United States Securities Act* de 1933 (o "Securities Act"), alegando que la Compañía, a través de hechos pertinentes, comunicados y otras informaciones archivadas en la *United States Securities and Exchange Commission* (la "SEC"), habría reportado información materialmente falsa y cometido omisiones capaces de inducir a los inversores a error, principalmente en relación con el valor de sus activos, gastos, ganancia neta y la eficacia de sus controles internos sobre los estados financieros y las políticas anticorrupción, en función de denuncias de corrupción con respecto a determinados contratos, lo que habría supuestamente elevado artificialmente el precio de los valores mobiliarios de Petrobras.

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

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

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

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

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

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

Para reflejar los acuerdos celebrados en las Acciones Individuales Cerradas, así como las negociaciones en etapa avanzada con otros autores de acciones individuales, la Compañía reconoció US\$448 en el resultado (US\$ 76 en 2017 y US\$ 372 en 2016).

El 7 de julio de 2017, la Corte de Apelaciones anuló, en parte, la decisión de certificación de clases de la Acción Colectiva y determinó que la Corte Distrital reevaluase el tema. La Corte de Apelaciones acogió parcialmente el recurso de Petrobras (y otros demandantes), al rechazar algunos aspectos de la decisión de la Corte Distrital y confirmar otros. Entre otras cuestiones, la Corte de Apelaciones entendió que el Juez debería haber considerado la necesidad de prueba de localización de las transacciones en los Estados Unidos a través de evidencias comunes a los miembros de la clase y, en caso negativo, si cuestiones colectivas irían prevalecer sobre cuestiones individuales. El efecto de la decisión de la Corte de Apelaciones es la anulación de las clases certificadas por la Corte Distrital, mientras que pendiente la reevaluación del tema en primera instancia.

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

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

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

El Acuerdo de Acción Colectiva tiene por objeto cerrar todas las demandas actualmente en curso y que podrían ser propuestas por compradores de valores mobiliarios de Petrobras en los Estados Unidos o por compradores de valores mobiliarios de Petrobras listados para transacciones o que fueron liquidados por medio de la *Depository Trust Company* en los Estados Unidos, incluyendo las Acciones Individuales Pendientes. En virtud del Acuerdo de Acción Colectiva, a los efectos del acuerdo sólo, las partes acordaron con la certificación de una nueva clase definida como todos los individuos que (i) durante el período comprendido entre el 22 de enero de 2010 y el 28 de julio de 2015 (el "Período de la Clase") adquirieron valores mobiliarios de Petrobras, incluyendo valores emitidos por PifCo y / o PGF, en la Bolsa de Valores de Nueva York o en los términos de otras Transacciones Cubiertas; y / o (ii) adquirieron valores mobiliarios emitidos por Petrobras, PifCo y / o PGF en Transacciones Cubiertas, directamente en, en los términos de y / o rastreables a la oferta pública de 13 de mayo de 2013 registrada en los Estados Unidos y / o a la oferta pública de 10 de marzo de 2014 registrada en los Estados Unidos, antes de que Petrobras hiciera disponible a los tenedores de sus valores mobiliarios una declaración financiera que cubriera un período de al menos doce meses a partir de la fecha efectiva de las ofertas (11 de agosto de 2014 a la oferta pública de 13 de mayo de 2013, y el 15 de mayo de 2015 para la oferta pública de 10 de marzo de 2014). Las transacciones cubiertas fueron definidas para significar (i) cualquier transacción relacionada con valores mobiliarios de Petrobras listados para transacciones en la Bolsa de Nueva York; (ii) cualquier transacción relacionada con valores mobiliarios de Petrobras que fueron liquidados a través del sistema de registro de la *Depository Trust Company*; o (iii) cualquier transacción relacionada con valores mobiliarios de Petrobras que de otra forma se califique como "doméstica" en los términos de la decisión de la Corte Suprema en *Morrison v. National Australia Bank*, 561 U.S. 247 (2010). Las adquisiciones de valores de Petrobras en B3 están excluidas de la definición de Transacciones Cubiertas.

En caso de que sea aprobado, el Acuerdo de Acción Colectiva elimina el riesgo de un juicio desfavorable, que, según lo anteriormente reportado por Petrobras, podría causar un efecto material adverso a la Compañía y su situación financiera, así como elimina incertidumbres, cargas y costos asociados a la continuidad de esa disputa.

En el Acuerdo de Acción Colectiva, Petrobras (junto con su subsidiaria PGF) acordó pagar US\$ 2.950, en dos cuotas de US\$ 983 y una última cuota de US\$ 983. La primera parcela del acuerdo fue pagada en primer de marzo de 2018. La segunda parcela será pagada en hasta diez días de la aprobación final del Acuerdo de Acción Colectiva. La tercera cuota se pagará (i) en hasta seis meses de la aprobación final, o (ii) el 15 de enero de 2019, lo que suceda por último. Así, la Compañía reconoció en el resultado del cuarto trimestre de 2017, en otros gastos, netos, el monto de US\$ 3.449 con impuestos (*gross up*) de la parcela referente a Petrobras.

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

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

Después de la notificación y el período para objeciones, la Corte Distrital conducirá una audiencia, el 4 de junio de 2018, para decidir sobre la aprobación final del Acuerdo de Acción Colectiva. En caso de que la aprobación final no sea concedida por la Corte Distrital, o si el acuerdo no se vuelve final por otras razones, la Compañía volverá a la posición en que estaba antes del Acuerdo de Acción Colectiva y, dependiendo del resultado de la disputa subsiguiente, la Compañía puede ser obligada a pagar montos sustanciales, que pueden tener un efecto material adverso a su condición financiera, sus resultados operativos consolidados o su caja consolidada para un período de declaración específico.

Algunas personas físicas están buscando medidas en Brasil contra Petrobras para anular y / o suspender el Acuerdo de la Acción Colectiva. Hasta el momento, ninguna medida adversa fue tomada contra dicho acuerdo.



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

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

La Compañía pretende defenderse firmemente en esas acciones.

#### **30.4.2. Acción colectiva propuesta por fundación de inversores en Holanda**

El 23 de enero de 2017, Stichting Petrobras Compensation Foundation ("Fundación") propuso acción judicial colectiva en Holanda, ante la Corte de Rotterdam, contra Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras y sus subsidiarias, Petrobras International Braspetro B.V. (PIB BV) y Petrobras Global Finance B.V. (PGF); el negocio conjunto Petrobras Oil & Gas B.V. (PO&G) y algunos ex gestores de Petrobras.

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

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

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

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

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

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

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

### **30.4.3. Otros procesos relacionados iniciados por inversores**

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

## **30.5. Contingencias activas**

### **30.5.1. Recuperación de PIS y COFINS**

La Compañía interpuso acciones ordinarias contra el Gobierno Federal, referentes a la recuperación de los valores recaudados a título de PIS/COFINS incidentes sobre ingresos financieros y diferencias cambiarias activas, considerando la inconstitucionalidad del § 1º del art. 3º de la Ley 9.718/98, en los períodos comprendidos entre:

- PIS: febrero de 1999 hasta noviembre de 2002; y
- COFINS: comprendido entre febrero de 1999 y enero de 2004.

Todas las acciones fueron juzgadas procedentes y tienen el mérito transitado en juzgado. La solicitud de restitución de los valores requiere la previa homologación por el Juicio de los laudos de liquidación y posteriormente la ejecución judicial del derecho. En 2017, para la mayor parte a ser recuperada, hubo la publicación de laudo de liquidación favorable a Petrobras. El proceso aún aguarda la homologación por el Juicio.

El 31 de diciembre de 2017, la Compañía posee registrados en otros activos realizables a largo plazo, con actualización monetaria, el monto de US\$ 944 (US\$ 980 en 31 de diciembre de 2016) de PIS y COFINS.

## **31. Compromisos de compra de gas natural**

El Contrato GSA (*Gas Supply Agreement*) entre Petrobras y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos - YPFB tiene vigencia inicial hasta el 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente, conforme dispositivo contractual, después del 31 de diciembre de 2019, el GSA será automáticamente prorrogado hasta que todo el volumen contratado sea entregado.

Así, en 31 de diciembre de 2017, la cantidad contratada del GSA para los años 2018 y 2019 es de aproximadamente 22 mil millones de m<sup>3</sup> de gas natural equivalente a 30,08 millones de m<sup>3</sup> por día, que corresponde a un valor total estimado de US\$ 3,42 mil millones. El primer de enero de 2018, el dispositivo contractual referente a la prorrogación anteriormente mencionada indica una extensión del GSA hasta abril de 2022, en la base de 30,08 millones de m<sup>3</sup> por día, representando un valor total adicional estimado de US\$ 3,40 mil millones.

## **32. Garantías a los contratos de concesión para exploración de petróleo**

Petrobras concedió garantías a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles - ANP en un total de US\$ 2.205 para los Programas de Exploraciones Mínimas previstos en los contratos de concesión de áreas de exploración, permaneciendo en vigor US\$ 878 netos de los compromisos ya cumplidos. De dicho monto, US\$ 806 corresponden a la entrega en garantía de petróleo de campos previamente identificados y ya en fase de producción, y US\$ 72 se refieren a garantías bancarias.



### 33. Gestión de riesgos

Petrobras está expuesta a una serie de riesgos derivados de sus operaciones, tales como el riesgo relacionado con los precios de petróleo y derivados, con los tipos de cambio y de intereses, riesgo de crédito y de liquidez. La gestión de riesgos corporativos está de acuerdo con el compromiso de la Compañía de actuar de forma ética y en conformidad con los requisitos legales y regulatorios establecidos en los países donde actúa. Para la gestión de riesgos de mercado/financiero son adoptadas acciones preferencialmente estructurales, creadas en consecuencia de una gestión adecuada del capital y del endeudamiento de la empresa. En la Compañía, los riesgos deben ser considerados en todas las decisiones, y a su gestión debe ser realizada de modo integrado, aprovechando los beneficios de la diversificación.

Las tablas a continuación presentan un resumen de las posiciones de instrumentos financieros derivados mantenidos por la Compañía el 31 de diciembre de 2017, reconocidas como otros activos y pasivos corrientes, además de los valores reconocidos en el resultado, otros resultados integrales del ejercicio y garantías dadas como colaterales por naturaleza de las operaciones:

	Posición financiera consolidada				Vencimiento
	Valor referencia		Valor justo		
	31.12.2017	31.12.2016	Posición Activa (Pasiva) 31.12.2017	31.12.2016	
<b>Derivados no designados como hedge</b>					
Contratos Futuros (*)	(15.561)	(1.866)	(98)	(8)	
Compra/Petróleo y derivados	43.862	88.303	-	-	2018
Venta/Petróleo y derivados	(59.423)	(90.169)	-	-	2018
Contratos de opciones (*)	-	120	-	-	
Compra/Petróleo y derivados	-	-	-	-	2018
Venta/Petróleo y derivados	-	120	-	-	2018
Contratos a término			-	0,3	
Compra/Cambio (BRL/USD) (**)	US\$ 55	-	0,3	-	2018
Venta/Cambio (BRL/USD) (**)	US\$ 78	US\$ 15	(0,3)	0,3	2018
SWAP			105	-	
Cambio - cross currency swap (**)	GBP 700	-	92	-	2026
Cambio - cross currency swap (**)	GBP 600	-	13	-	2034
<b>Derivados designados como hedge</b>					
SWAP			-	(10)	
Interés - Libor/Tasa Fija (**)	US\$ 0	US\$ 371	-	(10)	
<b>Total reconocido en el Balance General</b>			<b>7</b>	<b>(17,7)</b>	

(\*) Valor referencia en mil bbl

(\*\*) Valores en US\$ y Libras se presentan en millones.

	Ganancia / (Pérdida) reconocida en los estados de resultados (*)			Ganancia / (Pérdida) reconocida en el Patrimonio Neto (**)			Garantías dadas como colaterales	
	2017	2016	2015	2017	2016	2015	31.12.2017	31.12.2016
Derivados de Commodities	(144)	(48)	238	(9)	-	-	205	55
Derivados de moneda	89	(55)	27	1	7	9	(50)	-
Derivados sobre interés	(9)	(8)	(9)	6	4	1	-	-
	(64)	(111)	256	(2)	11	10	155	55
Hedge de flujo de efectivo relacionado con exportaciones	(3.154)	(2.841)	(2.057)	2.611	13.620	(19.075)	-	-
<b>Total</b>	<b>(3.218)</b>	<b>(2.952)</b>	<b>(1.801)</b>	<b>2.609</b>	<b>13.631</b>	<b>(19.065)</b>	<b>155</b>	<b>55</b>

(\*) 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 2017 se presenta a continuación:

Operaciones	Riesgo	Escenario Probable (*)	Escenario Posible	Escenario Remoto
<b>Derivados no designados como Hedge</b>				
Contratos Futuros	Petróleo y Derivados - Fluctuación de precios	-	(240)	(479)
Contratos a término	Cambio - Desvalorización del BRL ante el USD	(0,3)	5	11
		(0,3)	(235)	(468)

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

### 33.1. Gestión de riesgo de los precios de petróleo y derivados

Petrobras tiene preferencia por la exposición al ciclo de precios, a la realización sistemática de protección de las operaciones de compra o venta de mercancías, cuyo objetivo sea atender sus necesidades operacionales, con utilización de instrumentos financieros derivados. Sin embargo, condicionada al análisis del ambiente de negocios y de las perspectivas de realización del plan de negocios, la aplicación de estrategia de protección ocasional con derivados puede ser aplicable. Las operaciones con derivados realizadas en 2017 tuvieron como objetivo exclusivo la protección de los resultados esperados de transacciones comerciales a corto plazo.

### 33.2. Gestión de riesgo cambiario

En lo que se refiere a la gestión de riesgos cambiarios, la Política de Gestión del Riesgo de Petrobras establece que la Compañía 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 diésel y gasolina en el mercado nacional.

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

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

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

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

Considerándose la relación de protección natural informada anteriormente, la Compañía designa relaciones de hedge entre las diferencias de cambio de “exportaciones futuras altamente probables” (ítem protegido) y las diferencias de cambio de proporciones de ciertas obligaciones en dólares estadounidenses (instrumento de protección), para que los efectos cambiarios de ambos sean reconocidos en el mismo instante en los estados de resultado.

Diferencias de cambio de proporciones de flujos de efectivo de endeudamientos (instrumentos financieros no derivados) y de contratos de cambio a termo fueron designados como instrumentos de protección. Los derivados vencidos durante el ejercicio fueron substituidos por deudas en las relaciones de hedge para los cuales habían sido designados.

Las relaciones de hedge individuales fueron establecidas en la proporción de un para un, es decir, las “exportaciones futuras altamente probables” de cada mes y las proporciones de los flujos de efectivo de los endeudamientos, utilizadas en cada relación y hedge individual, tienen el mismo monto en dólares estadounidenses. La Compañía considera como “exportaciones futuras altamente probables” apenas una parcela del total de las exportaciones previstas.

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

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

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

Los valores de referencia, al valor presente, de los instrumentos de protección el 31 de diciembre de 2017, además de la expectativa de reclasificación para el resultado del saldo de diferencia de cambio acumulada registrada en el patrimonio neto en periodos futuros, tomando como base una tasa de R\$/US\$ de 3,3080, son presentados a continuación:

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Notas explicativas a los Estados Financieros Consolidados

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de riesgo protegido	Periodo de protección	Valor Principal (US\$ millones)	Valor de los Instrumentos de Protección el 31 de diciembre de 2017 (R\$ millones)		
					US\$	R\$ millones	
Diferencias de cambio de proporciones de flujos de efectivo de Instrumentos financieros no derivados	Diferencias de cambio de parte de las exportaciones mensuales previstas altamente probables	Cambiarío - Tasa Spot R\$ x US\$	Enero de 2018 a Diciembre de 2027	58.400		193.189	
<b>Cambio del valor de referencia (principal e interés)</b>							
Montos designados el 31 de diciembre de 2016						61.763	201.293
Nuevas designaciones, revocaciones y re designaciones						21.129	68.252
Realización de las exportaciones						(3.986)	(12.703)
Amortización del endeudamiento						(20.506)	(65.726)
Diferencia de cambio						-	2.073
Valores designados el 31 de diciembre de 2017						58.400	193.189

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

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

	Diferencia de cambio	Efecto tributario	Total
Saldo el 1 de enero de 2016	(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)
Reconocidos en el patrimonio neto	(543)	185	(358)
Transferidos para resultado por realización	3.151	(1.071)	2.080
Transferido para resultado por exportaciones previstas que han dejado de ser esperadas/realizadas	3	(1)	2
Saldo el 31 de diciembre de 2017	(14.508)	4.935	(9.573)

Cambios en las expectativas de realización de precios y volúmenes de exportación en futuras revisiones de los planes de negocios pueden venir a determinar necesidad de reclasificaciones adicionales de diferencia de cambio acumulada en el patrimonio neto para resultado. Un análisis de sensibilidad con precio promedio del petróleo Brent más bajo en US\$ 10/barril que lo considerado en la última revisión del PNG 2018-2022 no indica la necesidad de reclasificación de diferencia de cambio del patrimonio neto para el resultado.

A continuación es presentada la expectativa anual de realización del saldo de diferencia de cambio acumulada en el patrimonio neto, el 31 de diciembre de 2017:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 a 2027	Total
Expectativa de realización	(5.063)	(3.487)	(2.812)	(2.401)	(2.730)	(1.455)	(311)	3.751	(14.508)

A partir del primer de enero de 2018, entró en vigor el pronunciamiento NIIF 9, que contiene nuevos requerimientos para la aplicación de la contabilidad de *hedge*. La nota explicativa 6 tiene más información sobre los efectos de las NIIF 9 en la Compañía.

**b) Contratos de swap – Libra esterlina x Dólar**

En 2017, Petrobras, por medio de su controlada indirecta Petrobras Global Trading BV (PGT), contrató operación de derivado denominada *cross currency swap*, con el objetivo de protegerse de la exposición en Libras esterlinas versus Dólar, debido a la emisión de *bonds* en el valor nominal total de GBP 1.300 millones: GBP 700 millones con vencimiento en diciembre de 2026 y GBP 600 millones con vencimiento en enero de 2034. La Compañía no tiene intención de liquidar tales contratos antes del plazo de vencimiento.

**c) Análisis de sensibilidad de los instrumentos financieros sujetos a diferencia de cambio**

El escenario considerado probable y referenciado por fuente externa, además de los escenarios posible y remoto que tienen en cuenta la apreciación del cambio (riesgo) en el 25% y 50%, respectivamente, a excepción de los activos y pasivos en moneda extranjera de las subsidiarias en el exterior, cuando hecho en moneda equivalente a sus respectivas monedas funcionales, están descritas a continuación:

Instrumentos Financieros	Exposición en 31.12.2017	Riesgo	Escenario Probable (*)	Escenario Posible (Δ de un 25%)	Escenario Remoto (Δ de un 50%)
Activos	3.783		(66)	946	1.891
Pasivos (**)	(63.455)	Dólar/Real	1.112	(15.864)	(31.728)
Hedge de flujos de efectivo en exportaciones	58.401		(1.024)	14.600	29.200
	(1.271)		22	(318)	(637)
Pasivos	(96)	Ien/ Dólar	-	(24)	(48)
	(96)		-	(24)	(48)
Activos	3	Euro/Real	-	1	2
Pasivos	(26)		1	(7)	(13)
	(23)		1	(6)	(11)
Activos	6.308	Euro/ Dólar	(51)	1.577	3.154
Pasivos	(10.592)		86	(2.648)	(5.296)
	(4.284)		35	(1.071)	(2.142)
Activos	2	Libra/Real	-	1	1
Pasivos	(23)		1	(6)	(11)
	(21)		1	(5)	(10)
Activos	3.209	Libra/Dólar	(50)	802	1.605
Pasivos	(4.816)		76	(1.204)	(2.408)
Derivado - <i>cross currency swap</i>	1.757		(28)	439	879
	150		(2)	37	76
<b>Total</b>	<b>(5.545)</b>		<b>57</b>	<b>(1.387)</b>	<b>(2.772)</b>

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

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

**33.3. Gestión de riesgos de la tasa de interés**

Petrobras, preferiblemente, no utiliza instrumentos financieros derivados para administrar la exposición a las fluctuaciones de las tasas de interés, pues estas no causan impacto significativo, excepto en situaciones específicas presentadas por subsidiarias de Petrobras.

### **33.4. Gestión del capital**

La gestión del capital de la Compañía tiene como objetivo el regreso de su estructura de capital para niveles adecuados, destinados a la continuidad del negocio y el aumento de valor para los accionistas e inversores. Las principales fuentes de recursos de la empresa han sido la generación de efectivo operacional y las desinversiones.

En consonancia con el Plan de Negocios y Gestión 2018-2022, no hay necesidad de nuevas captaciones netas en el horizonte del plan. Sin embargo, la Compañía continuará evaluando oportunidades de financiación para operaciones de gestión de pasivos, con el objetivo de mejorar el perfil de amortización y reducir el coste de la deuda, mientras se mantiene un perfil de deuda adecuado para períodos de maduración de sus inversiones. El plazo medio de vencimiento de la deuda se situó en 8,62 años en 2017.

Durante el período cubierto por nuestro Plan de Negocios y Gestión, la Compañía apunta a reducir el apalancamiento, preservar efectivo y priorizar los gastos de capital, principalmente en la producción de petróleo y gas en Brasil en áreas altamente productivas y rentables en base a sus principales objetivos y suposiciones.

Como parte de la planificación de financiamiento, la Compañía espera recaudar fondos a través de su programa de riesgo compartido y desinversión para el período 2017-2018, que prevé fondos de US\$ 21 mil millones. Sin embargo, esta cartera de desinversiones es dinámica y la ocurrencia de las transacciones depende de las condiciones del mercado, las condiciones del mercado y la evaluación continua de sus negocios por parte de la Compañía. Las condiciones de calificación de los activos disponibles para la venta no se cumplieron como se establece en la nota 4.13.

### **33.5. Riesgo de crédito**

La política de gestión de riesgo de crédito busca minimizar la posibilidad de no recibir por las ventas y valores aplicados, depositados o garantizados por instituciones financieras y de contrapartes, mediante análisis, concesión y gestión de los créditos, utilizando parámetros cuantitativos y cualitativos adecuados a cada uno de los segmentos de mercado de actuación.

La cartera de crédito comercial es bastante diversificada entre clientes del mercado interno de Brasil y de mercados del exterior. El crédito concedido a las instituciones financieras se utiliza en la aceptación de garantías, en la aplicación de excedentes de efectivo y en la definición de contrapartes en operaciones de derivados, siendo distribuido entre los principales bancos internacionales clasificados como "grado de Inversión" por las principales clasificadoras internacionales de riesgos, y los bancos brasileños con clasificación mínima de riesgo A2/F2.

#### **33.5.1. Calidad del crédito de activos financieros**

##### **a) Cuentas a cobrar de clientes**

La mayor parte de los clientes de Petrobras no tiene clasificación de riesgo concedida por agencias calificadoras. De esta forma, las comisiones de crédito evalúan la calidad del crédito tomando en cuenta, entre otros aspectos, el ramo de actuación del cliente, relacionamiento comercial, histórico financiero con Petrobras, su situación financiera, definiendo así límites de crédito, que son monitoreados regularmente.

##### **b) Otros activos financieros**

La calidad del crédito de activos financieros clasificados como efectivo y equivalentes al efectivo e inversiones financieras tiene como base la clasificación de riesgo concedida por las agencias calificadoras Standard & Poor's, Moody's y Fitch. Las informaciones sobre dichos activos financieros, que no están vencidos y sin evidencias de pérdidas, se disponen a continuación:

	Efectivo y equivalentes al efectivo		Activos financieros(*)	
	2017	2016	2017	2016
AAA	-	5.217	-	-
AA	752	7	609	-
A	14.864	11.372	-	-
BBB	801	42	-	-
BB	3.566	2.794	-	-
B	4	10	-	-
AAA.br	126	373	-	874
AA.br	818	1.369	-	-
A.br	1.239	-	-	-
BB.br	317	-	1.162	-
Other ratings	32	21	-	-
	22.519	21.205	1.771	874

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

### 33.6. Riesgo de liquidez

Riesgo de liquidez es la posibilidad de insuficiencia de efectivo u otros activos financieros para liquidar las obligaciones en las fechas establecidas y es administrado por la Compañía a través de acciones como: centralización del efectivo del sistema, optimización de la disponibilidad y reducción de la necesidad de capital de trabajo; mantenimiento de un efectivo adecuado para dar seguridad a la continuidad de las inversiones y el cumplimiento de obligaciones a corto plazo, mismo en condiciones adversas; ampliación del plazo promedio de vencimiento de las deudas, ampliación de las fuentes de financiación, explorando la capacidad de los mercados nacionales e internacionales, manteniendo una fuerte presencia en los mercados de capitales, y buscando nuevas fuentes de financiación (nuevos productos para recaudar fondos y en nuevos mercados), además de la utilización de fondos oriundos del programa de desinversiones.

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

Vencimiento	2018	2019	2020	2021	2022	2023	31.12.2017	31.12.2016
						adelante		
Principal	5.524	6.570	9.849	12.927	18.183	57.477	110.530	119.734
Interés	6.055	5.845	5.398	4.782	4.000	34.647	60.728	58.406
Total	11.579	12.415	15.247	17.709	22.183	92.124	171.258	178.140

### 33.7. Seguros

Para proteger su patrimonio, Petrobras transfiere, a través de la contratación de seguros, los riesgos que, caso vengan a suceder siniestros, puedan generar pérdidas que tengan impacto significativo sobre el patrimonio de la Compañía, así como también los riesgos sujetos a seguro obligatorio, sea por disposiciones legales o contractuales. Los demás riesgos son cubiertos por auto seguro, con Petrobras intencionalmente asumiendo el riesgo integral, mediante ausencia de seguro. Para los seguros contratados, la Compañía también asume una porción de su riesgo, a través de franquicias que pueden llegar al monto equivalente a US\$ 180.

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

Activos	Tipos de cobertura		Montos asegurados
Instalaciones, equipos y productos en inventarios	Incendio, riesgos operativos y riesgos de ingeniería		155.352
Buques-tanque y buques auxiliares	Cascos		3.525
Plataformas fijas, sistemas flotantes de producción y unidades de perforación marítimas	Riesgos de petróleo		34.240
<b>Total</b>			<b>193.117</b>

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

### 34. Valor razonable de los activos y pasivos financieros

Los valores razonables son determinados con base en los precios de mercado, cuando disponibles o, en su ausencia, en el valor presente de los flujos de efectivo futuros esperados.

La jerarquía de los valores razonables de los activos y pasivos financieros registrados en base recurrente se demuestra a continuación:

- Nivel I: precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los cuales la entidad puede acceder en la fecha de la medición;
- Nivel II: son informaciones, que no los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, observables para el activo o pasivo, directa o indirectamente;
- Nivel III: son informaciones no observables para el activo o pasivo.

	Valor justo medido con base en			Total del valor justo contabilizado
	Nivel I	Nivel II	Nivel III	
<b>Activos</b>				
Inversiones Financieras	1.829	-	-	1.829
Derivados de Moneda Extranjera	-	105	-	105
Saldo el 31 de diciembre de 2017	1.829	105	-	1.934
Saldo el 31 de diciembre de 2016	784	0,3	-	784,3
<b>Pasivos</b>				
Derivativos de commodities	(98)	-	-	(98)
Derivados de intereses	-	-	-	-
Saldo el 31 de diciembre de 2017	(98)	-	-	(98)
Saldo el 31 de diciembre de 2016	(8)	(10)	-	(18)

No hay transferencias relevantes entre los niveles.

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

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



## **35. Eventos subsecuentes**

### **35.1. Segunda parcela de la venta de participación en el Bloque Exploratorio BM-S-8**

El acuerdo de producción compartida con respecto al área Norte de Carcará, celebrado por el Gobierno Federal de Brasil, Statoil, Petrogal y Exxon, se hizo oficial el 2 de febrero de 2018 a través del Registro Federal de Brasil (boletín oficial). Este hecho completa las condiciones previas para el segundo pago del bloque exploratorio BM-S-8 vendido por la Compañía en julio de 2016, por un monto de US\$ 300.

La Compañía espera recibir este monto antes del 31 de marzo de 2018, y la tercera entrega de esta venta, por un monto de US\$ 900, aún está pendiente de ciertos eventos futuros relacionados con la firma de un acuerdo de unitización.

### **35.2. Mediación Extrajudicial con Sete Brasil**

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

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

### **35.3. Contratación de Línea de Crédito**

El 7 de marzo de 2018, Petrobras firmó, con un sindicato de 17 bancos, una línea de crédito comprometida (revolving credit facility- RCF) en el valor de US\$ 4.350, con vencimiento en marzo de 2023. A través del instrumento, la Compañía podrá efectuar saques hasta el mes anterior al vencimiento. La línea tiene un coste del 0,51% a.a. por el mantenimiento del límite junto a los bancos. En el caso de saque, el coste de la línea se fija en Libor 6M + 1,7% aa, si la clasificación de riesgo de la Compañía (rating) en el momento del saque es inferior al grado de inversión, y Libor 6M + 1,3% a.a. si la Compañía tiene una clasificación de grado de inversión en la fecha del saque.

## **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

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

Esta sección proporciona información complementaria sobre las actividades de exploración y producción de petróleo y gas de la Compañía. La información incluida en los puntos (i) a (iii) proporciona información de costos históricos relacionados con los costos incurridos en exploración, adquisición y desarrollo de propiedad, costos capitalizados y resultados de operaciones. La información incluida en los puntos (iv) y (v) presenta información sobre las cantidades probadas netas probadas de Petrobras, la medida estandarizada de los flujos de efectivo netos futuros estimados descontados relacionados con las reservas probadas y los cambios en los flujos de efectivo netos futuros descontados estimados.

A partir de 1995, el Gobierno Federal de Brasil emprendió una reforma integral del sistema de regulación del petróleo y el gas del país. El 9 de noviembre de 1995, la Constitución brasileña fue enmendada para autorizar al Gobierno Federal a contratar con cualquier empresa estatal o privada para llevar a cabo las actividades relacionadas con los segmentos upstream y downstream del sector brasileño de petróleo y gas. Esta enmienda eliminó el monopolio efectivo de Petrobras. La enmienda fue implementada por la Ley del Petróleo, que liberó el mercado de combustibles en Brasil a partir del 1 de enero de 2002.

La Ley del Petróleo estableció un marco regulatorio que puso fin a la agencia exclusiva de Petrobras y permitió la competencia en todos los aspectos de la industria del petróleo y el gas en Brasil. Según lo dispuesto en la Ley del Petróleo, se le otorgó a Petrobras el derecho exclusivo por un período de 27 años para explotar las reservas de petróleo en todos los campos donde la Compañía había comenzado la producción previamente. Sin embargo, la Ley del Petróleo estableció un marco procesal para que Petrobras reclamara derechos exploratorios exclusivos (y, en caso de éxito, desarrollo) por un período de hasta tres años con respecto a áreas donde la Compañía pudiera demostrar que tenía "prospectos establecidos". Para perfeccionar su reclamo de explorar y desarrollar estas áreas, la Compañía tuvo que demostrar que tenía la capacidad financiera requerida para llevar a cabo estas actividades, solo o mediante acuerdos de financiación o asociación.

La Compañía, el 31 de diciembre de 2017, mantiene actividades en Brasil; América del Sur, que incluye Argentina, Colombia y Bolivia; América del Norte, que incluye a México y los Estados Unidos de América; y Turquía (otros). Las inversiones contabilizadas por capital se componen de las operaciones de Petrobras Oil and Gas B.V. (PO & G) en África, principalmente Nigeria. Sin embargo, la Compañía solo estima reservas en Brasil, Estados Unidos, Nigeria y Argentina.

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

La Compañía aplica el método de los esfuerzos exitosos en la contabilización de los gastos de explotación y desarrollo de petróleo y gas natural, conforme a la nota explicativa 4.7. Adicionalmente, las prácticas contables adoptadas para el reconocimiento, la medición y la divulgación de propiedad, planta y equipo e intangibles se describen en las notas explicativas 4.8 y 4.9.

La tabla a continuación resume los costos capitalizados de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas, junto con la depreciación, la amortización y el agotamiento acumulados, y provisiones para abandono:

	<b>Consolidado</b>							<b>Inversiones por Equivalencia Patrimonial</b>
	<b>Extranjero</b>						<b>Total</b>	
	<b>Brasil</b>	<b>América del Sur</b>	<b>América del Norte</b>	<b>África</b>	<b>Otras</b>	<b>Total</b>		
31 de diciembre de 2017								
Reservas no comprobadas de petróleo y gas	5.803	109	-	-	-	109	5.912	-
Reservas comprobadas de petróleo y gas	96.195	111	4.656	-	-	4.767	100.962	3.134
Equipo de soporte	86.021	606	81	-	392	1.079	87.100	6
Costos capitalizados brutos	188.019	826	4.737	-	392	5.955	193.974	3.140
Depreciación y agotamiento	(63.245)	(504)	(2.217)	-	(12)	(2.733)	(65.978)	(1.287)
<b>Costos capitalizados netos</b>	<b>124.774</b>	<b>322</b>	<b>2.520</b>	<b>-</b>	<b>380</b>	<b>3.222</b>	<b>127.996</b>	<b>1.853</b>
31 de diciembre de 2016								
Reservas no comprobadas de petróleo y gas	6.978	115	276	-	-	391	7.369	-
Reservas comprobadas de petróleo y gas	87.925	88	4.264	-	-	4.352	92.277	2.811
Equipo 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 y agotamiento	(55.580)	(348)	(1.917)	-	(4)	(2.269)	(57.849)	(1.165)
<b>Costos capitalizados netos</b>	<b>123.872</b>	<b>328</b>	<b>2.693</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.021</b>	<b>126.893</b>	<b>1.652</b>
31 de diciembre de 2015								
Reservas no comprobadas de petróleo y gas	6.720	133	396	-	-	529	7.249	-
Reservas comprobadas de petróleo y gas	70.822	2.016	4.107	-	-	6.123	76.945	2.899
Equipo 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 y agotamiento	(40.763)	(2.037)	(1.574)	-	(4)	(3.615)	(44.378)	(1.282)
<b>Costos capitalizados netos</b>	<b>107.710</b>	<b>1.178</b>	<b>2.994</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.172</b>	<b>111.882</b>	<b>1.705</b>

## 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						Inversiones por Equivalencia Patrimonial
	Extranjero					Total	
	Brasil	América del Sur	América del Norte	África	Otras		
Al 31 de diciembre de 2017							
Adquisiciones de campos con reservas:							
Comprobadas	-	-	-	-	-	-	-
No comprobadas	903	-	-	-	-	903	-
Costos de exploración	1.223	33	4	-	-	37	4
Costos de desarrollo	11.553	23	230	-	-	253	294
<b>Total</b>	<b>13.679</b>	<b>56</b>	<b>234</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>290</b>	<b>298</b>
Al 31 de diciembre de 2016							
Adquisiciones de campos con reservas:							
Comprobadas	-	98	-	-	-	98	-
No comprobadas	-	-	-	-	-	-	-
Costos de exploración	1.459	44	6	-	1	51	5
Costos de desarrollo	12.429	176	148	-	-	324	389
<b>Total</b>	<b>13.888</b>	<b>318</b>	<b>154</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>473</b>	<b>394</b>
Al 31 de diciembre de 2015							
Adquisiciones de campos con reservas:							
Comprobadas	-	-	-	-	-	-	-
No comprobadas	-	-	-	-	-	-	-
Costos de exploración	3.266	59	83	-	-	142	10
Costos de desarrollo	15.536	451	397	-	-	848	431
<b>Total</b>	<b>18.802</b>	<b>510</b>	<b>480</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>990</b>	<b>441</b>

## 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 2017, 2016 y 2015 se demuestran en el cuadro a continuación. La Compañía transfiere substancialmente toda su producción brasileña de petróleo crudo y gas al segmento de Abastecimiento en Brasil. Los precios de transferencia calculados por el modelo de la Compañía pueden no ser indicativos del precio que la Compañía habría obtenido si esta producción hubiera sido vendida en un mercado al contado no regulado. Además, los precios calculados por el modelo de la Compañía pueden no ser indicativos de los precios futuros a ser realizados por la Compañía. Los precios del gas natural utilizados son aquellos contratados con terceros.

Los costos de producción son aquellos de *lifting* habidos para la operar y mantener los pozos productivos y los correspondientes equipos e instalaciones, incluyendo los costos con mano de obra operativa, materiales, suministros, combustible consumido en las operaciones y el costo operativo de unidades de procesamiento de gas natural.

Los gastos de exploración incluyen los costos de actividades geológicas y geofísicas y de proyectos sin viabilidad económica. Los gastos por depreciación, agotamiento y amortización se refieren a los activos utilizados en las actividades de exploración y desarrollo. De acuerdo con el Tópico de codificación 932 SEC – Actividades Extractivas – petróleo y gas natural, el impuesto sobre la renta es basado en las tasas estatutarias, considerando las deducciones permitidas. Gastos e ingresos financieros no están incluidos en los resultados reportados en la tabla a continuación.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Información complementaria (no auditada)

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



	Consolidado						Inversiones por Equivalencia Patrimonial	
	Extranjero					Total		
	Brasil	América del Sur	América del Norte	África	Otras			
<b>31 de diciembre de 2017</b>								
Ingresos operativos netos:								
Ventas a terceros	482	215	725	-	-	940	1.422	443
Intersegmentos	40.762	-	-	-	-	-	40.762	-
	41.244	215	725	-	-	940	42.184	443
Costos de producción	(17.894)	(71)	(163)	-	-	(234)	(18.128)	(51)
Gastos de exploración	(686)	(37)	(77)	-	-	(114)	(800)	1
Depreciación, agotamiento y amortización	(9.466)	(44)	(302)	-	(8)	(354)	(9.820)	(123)
Pérdida de valor de propiedades de petróleo y gas (impairment)	169	(13)	(113)	-	-	(126)	43	-
Otros gastos operativos	(2.571)	(12)	(125)	-	(274)	(411)	(2.982)	(19)
Resultado antes de los impuestos sobre la renta y Contribución Social sobre la ganancia	10.796	38	(55)	-	(282)	(299)	10.497	251
Impuesto sobre la renta y Contribución Social sobre la ganancia	(3.672)	(13)	18	-	96	101	(3.571)	(98)
Resultados de las operaciones (excluyendo gastos generales corporativos y costo de	7.124	25	(37)	-	(186)	(198)	6.926	153
<b>31 de diciembre de 2016</b>								
Ingresos operativos netos:								
Ventas a terceros	693	224	563	-	-	787	1.480	381
Intersegmentos	31.689	506	-	-	-	506	32.195	31
	32.382	730	563	-	-	1.293	33.675	412
Costos de producción	(13.939)	(315)	(132)	-	-	(447)	(14.386)	(56)
Gastos de exploración	(1.603)	(35)	(122)	-	(1)	(158)	(1.761)	(4)
Depreciación, agotamiento y amortización	(10.051)	(99)	(327)	-	-	(426)	(10.477)	(170)
Pérdida de valor de propiedades de petróleo y gas (impairment)	(3.102)	(126)	(44)	-	-	(170)	(3.272)	-
Otros gastos operativos	(1.497)	(97)	(184)	-	22	(259)	(1.756)	(28)
Resultado antes de los impuestos sobre la renta y Contribución Social sobre la ganancia	2.190	58	(246)	-	21	(167)	2.023	154
Impuesto sobre la renta y Contribución Social sobre la ganancia	(745)	(44)	-	-	12	(32)	(777)	(108)
Resultados de las operaciones (excluyendo gastos generales corporativos y costo de	1.445	14	(246)	-	33	(199)	1.246	46
<b>31 de diciembre de 2015</b>								
Ingresos operativos netos:								
Ventas a terceros	2.867	303	590	-	-	893	3.760	561
Intersegmentos	30.951	969	-	-	-	969	31.920	19
	33.818	1.272	590	-	-	1.862	35.680	580
Costos de producción	(17.023)	(556)	(189)	-	-	(745)	(17.768)	(209)
Gastos de exploración	(1.582)	(18)	(311)	-	-	(329)	(1.911)	(30)
Depreciación, agotamiento y amortización	(7.403)	(301)	(246)	-	-	(547)	(7.950)	(187)
Pérdida de valor de propiedades de petróleo y gas (impairment)	(9.165)	(207)	(458)	-	-	(665)	(9.830)	(278)
Otros gastos operativos	(2.932)	47	(91)	-	(160)	(204)	(3.136)	(43)
Resultado antes de los impuestos sobre la renta y Contribución Social sobre la ganancia	(4.287)	237	(705)	-	(160)	(628)	(4.915)	(167)
Impuesto sobre la renta y Contribución Social sobre la ganancia	1.458	(77)	1	-	16	(60)	1.398	(84)
Resultados de las operaciones (excluyendo gastos generales corporativos y costo de	(2.829)	160	(704)	-	(144)	(688)	(3.517)	(251)

---

**iv) Informaciones sobre reservas**

Como se indica en la nota explicativa 5.1, reservas comprobadas de petróleo y gas son las cantidades de petróleo y gas natural que, de acuerdo con los análisis de datos geocientíficos y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable que serán económicamente recuperables a partir de una determinada fecha, provenientes de reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas, métodos operativos y reglamentaciones gubernamentales existentes, hasta el vencimiento de los contratos que prevén el derecho de operación, a menos que evidencias indiquen que existe una certeza razonable de renovación. El proyecto de extracción de los hidrocarburos debe haber comenzado o el operador debe tener una certeza razonable de que el proyecto comenzará en un período de tiempo razonable. Estas estimaciones de reservas de petróleo y gas natural requieren un alto nivel de juicio y complejidad, e influyen diferentes ítems de los Estados Financieros de la Compañía.

Las reservas comprobadas netas de petróleo y gas estimadas por la Compañía y los respectivos cambios en los ejercicios 2017, 2016 y 2015 se demuestran en la tabla a continuación. Las reservas comprobadas son estimadas por profesionales de geingeniería especialistas de la Compañía, según las definiciones de reservas previstas por la *Securities and Exchange Commission*.

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

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

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

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas – Empresas consolidadas	Extranjero				Total de aceite en extranjero	Aceite Sintético en Brasil	Total
	Aceite en Brasil(*)	América del Sur	América del Norte	África			
Reservas al 31 de diciembre de 2014	10.850,9	66,5	119,9	-	186,5	7,9	11.045,1
Revisiones de estimativas previas	(1.968,9)	(3,5)	(18,1)	-	(21,6)	0,1	(1.990,4)
Extensiones y hallazgos	407,1	4,8	-	-	4,8	-	411,9
Perfeccionamiento de recuperación	0,4	0,7	-	-	0,7	-	1,1
Ventas de reservas	(2,3)	(4,5)	-	-	(4,5)	-	(6,8)
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(743,1)	(11,7)	(11,2)	-	(22,8)	(1,0)	(767,0)
Reservas al 31 de diciembre de 2015	8.544,1	52,3	90,6	-	142,9	6,9	8.693,9
Revisiones de estimativas previas	179,5	0,1	17,9	-	18,0	0,8	198,4
Extensiones y hallazgos	87,8	-	-	-	-	-	87,8
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	(46,6)	-	-	(46,6)	-	(46,6)
Compras de reservas	-	0,7	-	-	0,7	-	0,7
Producción del ejercicio	(748,5)	(5,7)	(12,1)	-	(17,8)	(0,9)	(767,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	8.063,0	0,8	96,4	-	97,3	6,8	8.167,1
Revisiones de estimativas previas	649,3	0,3	31,4	-	31,7	0,2	681,1
Extensiones y hallazgos	69,1	0,3	-	-	0,3	-	69,4
Perfeccionamiento de recuperación	212,7	-	-	-	-	-	212,7
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(744,6)	(0,2)	(13,2)	-	(13,4)	(1,0)	(759,0)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	8.249,4	1,2	114,6	-	115,8	6,0	8.371,3

\* En 2017, incluye el valor de 263,7 millones de barriles referentes a activos mantenidos para la venta.  
Las reservas probadas de Bolivia no se incluyen debido a restricciones de acuerdo con la Constitución boliviana.  
Las diferencias aparentes en la suma de las partes se deben a redondeos.

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas – inversiones por equivalencia patrimonial	Extranjero				Total de aceite en extranjero	Aceite Sintético en Brasil	Total
	Aceite en Brasil	América del Sur	América del Norte	África			
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
Revisiones de estimativas previas	-	-	-	2,6	2,6	-	2,6
Extensiones y hallazgos	-	-	-	-	-	-	-
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	-	-	(8,2)	(8,2)	-	(8,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	63,4	63,4	-	63,4

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

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		Gas sintético en Brasil	Total
				África	Total de gas natural en el extranjero		
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
Revisiones de estimativas previas	(81,5)	19,5	(24,9)	-	(5,5)	0,1	(86,9)
Extensiones y hallazgos	37,4	41,0	-	-	41,0	-	78,4
Perfeccionamiento de recuperación	204,2	-	-	-	-	-	204,2
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(877,9)	(14,2)	(21,3)	-	(35,5)	(1,2)	(914,6)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	7.676,1	160,2	40,9	-	201,1	8,1	7.885,3

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

La producción de gas natural presentada en esta tabla es el volumen extraído de nuestras reservas probadas, incluyendo gas combustible consumido en las operaciones y excluyendo el gas reinyectado. Nuestras reservas probadas de gas divulgadas incluyen volúmenes de gas combustible, que representan el 33% de nuestra reserva probada total de gas natural en 2017.

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

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



**Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas – 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 2014	-	27,6	-	19,3	46,9	-	46,9
Revisiones de estimativas previas	-	(10,4)	-	(2,7)	(13,1)	-	(13,1)
Extensiones y hallazgos	-	-	-	-	-	-	-
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	(0,3)	-	-	(0,3)	-	(0,3)
Reservas al 31 de diciembre de 2015	-	16,9	-	16,6	33,5	-	33,5
Revisiones de estimativas previas	-	-	-	(4,1)	(4,1)	-	(4,1)
Extensiones y hallazgos	-	-	-	-	-	-	-
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	(16,8)	-	-	(16,8)	-	(16,8)
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	(0,1)	-	-	(0,1)	-	(0,1)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	-	-	-	12,5	12,5	-	12,5
Revisiones de estimativas previas	-	-	-	5,7	5,7	-	5,7
Extensiones y hallazgos	-	-	-	-	-	-	-
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	-	-	(0,9)	(0,9)	-	(0,9)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	17,3	17,3	-	17,3

La producción de gas natural presentada en esta tabla es el volumen extraído de nuestras reservas probadas, incluyendo gas combustible consumido en las operaciones y excluyendo el gas reinyectado. Nuestras reservas probadas de gas divulgadas incluyen volúmenes de gas combustible, que representan el 100% de nuestra reserva probada total de gas natural en 2017.

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

El resumen de las informaciones sobre los cambios de las reservas comprobadas de aceite y gas, consolidadas y no consolidadas, en millones de barriles de aceite equivalente, de los años de 2017, 2016 y 2015 se muestra a continuación:

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas	Aceite equivalente en Brasil(*)	En el Extranjero				Aceite equivalente sintético en Brasil	Total
		América del Sur	América del Norte	África	Total de Aceite equivalente en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2014	12.712,6	188,3	150,1	-	338,3	9,6	13.060,7
Revisiones de estimativas previas	(2.165,3)	(0,7)	(20,9)	-	(21,6)	0,1	(2.187,1)
Extensiones y hallazgos	476,7	17,2	-	-	17,2	-	494,0
Perfeccionamiento de recuperación	0,4	5,3	-	-	5,3	-	5,8
Ventas de reservas	(2,5)	(19,5)	-	-	(19,5)	-	(22,0)
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(879,9)	(24,9)	(15,3)	-	(40,2)	(1,3)	(921,3)
Reservas al 31 de diciembre de 2015	10.142,1	165,7	113,7	-	279,4	8,5	10.430,0
Revisiones de estimativas previas	100,2	3,9	14,7	-	18,6	1,0	119,8
Extensiones y hallazgos	103,2	-	-	-	-	-	103,2
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	(151,9)	-	-	(151,9)	-	(151,9)
Compras de reservas	-	16,3	-	-	16,3	-	16,3
Producción del ejercicio	(883,4)	(14,2)	(17,4)	-	(31,6)	(1,2)	(916,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	9.462,0	19,8	111,0	-	130,8	8,3	9.601,1
Revisiones de estimativas previas	635,7	3,5	27,2	-	30,7	0,2	666,6
Extensiones y hallazgos	75,4	7,1	-	-	7,1	-	82,5
Perfeccionamiento de recuperación	246,7	-	-	-	-	-	246,7
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(891,0)	(2,6)	(16,7)	-	(19,3)	(1,2)	(911,4)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	9.528,8	27,9	121,5	-	149,3	7,4	9.685,5

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

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

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

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas - Inversiones por Equivalencia Patrimonial	En el Extranjero					Aceite equivalente sintético en Brasil	Total
	Aceite equivalente en Brasil	América del Sur	América del Norte	África	Total de Aceite equivalente en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2014	-	22,6	-	57,3	79,9	-	79,9
Revisiones de estimativas previas	-	(3,9)	-	4,8	0,9	-	0,9
Extensiones y hallazgos	-	-	-	-	-	-	-
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	16,2	16,2	-	16,2
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	(1,3)	-	(9,7)	(11,0)	-	(11,0)
Reservas al 31 de diciembre de 2015	-	17,4	-	68,6	86,0	-	86,0
Revisiones de estimativas previas	-	-	-	11,2	11,2	-	11,2
Extensiones y hallazgos	-	-	-	-	-	-	-
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	(16,9)	-	-	(16,9)	-	(16,9)
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	(0,5)	-	(8,7)	(9,2)	-	(9,2)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	-	0,0	-	71,1	71,1	-	71,1
Revisiones de estimativas previas	-	-	-	3,5	3,5	-	3,5
Extensiones y hallazgos	-	-	-	-	-	-	-
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	-	-	-	(8,3)	(8,3)	-	(8,3)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	-	-	-	66,3	66,3	-	66,3

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

Reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas – Consolidado e Inversiones por Equivalencia Patrimonial	En el Extranjero					Aceite equivalente sintético en Brasil	Total
	Aceite equivalente en Brasil(*)	América del Sur	América del Norte	África	Total de Aceite equivalente en el extranjero		
Reservas al 31 de diciembre de 2014	12.712,6	211,0	150,1	57,3	418,4	9,6	13.140,6
Revisiones de estimativas previas	(2.165,3)	(4,6)	(20,9)	4,8	(20,8)	0,1	(2.186,2)
Extensiones y hallazgos	476,7	17,2	-	-	17,2	-	493,9
Perfeccionamiento de recuperación	0,4	5,3	-	16,2	21,5	-	21,9
Ventas de reservas	(2,5)	(19,5)	-	-	(19,5)	-	(22,0)
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(879,9)	(26,2)	(15,3)	(9,7)	(51,2)	(1,3)	(932,3)
Reservas al 31 de diciembre de 2015	10.142,1	183,1	113,7	68,6	365,4	8,5	10.516,0
Revisiones de estimativas previas	100,2	3,9	14,7	11,2	29,8	1,0	131,0
Extensiones y hallazgos	103,2	-	-	-	-	-	103,2
Perfeccionamiento de recuperación	-	-	-	-	-	-	-
Ventas de reservas	-	(168,8)	-	-	(168,8)	-	(168,8)
Compras de reservas	-	16,3	-	-	16,3	-	16,3
Producción del ejercicio	(883,4)	(14,7)	(17,4)	(8,7)	(40,8)	(1,2)	(925,4)
Reservas al 31 de diciembre de 2016	9.462,0	19,8	111,0	71,1	201,8	8,3	9.672,2
Revisiones de estimativas previas	635,7	3,5	27,2	3,5	34,3	0,2	670,1
Extensiones y hallazgos	75,4	7,1	-	-	7,1	-	82,5
Perfeccionamiento de recuperación	246,7	-	-	-	-	-	246,7
Ventas de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Compras de reservas	-	-	-	-	-	-	-
Producción del ejercicio	(891,0)	(2,6)	(16,7)	(8,3)	(27,7)	(1,2)	(919,8)
Reservas al 31 de diciembre de 2017	9.528,8	27,9	121,5	66,3	215,6	7,4	9.751,7

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

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

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

En 2017, incorporamos 670,1 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas por revisiones de estimaciones anteriores, siendo 355,4 millones de barriles de petróleo equivalente debido a revisiones de economía, principalmente en función del aumento del precio, y 314,7 millones de barriles de petróleo equivalente debido a revisiones técnicas, principalmente en función de mejor respuesta de reservorios de los sistemas de producción en operación en el pre-sal, en la Cuenca de Santos y de Campos, ambas en Brasil. Adicionalmente, incorporamos 246,7 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas resultante de respuestas positivas del mecanismo de recuperación suplementaria (inyección de agua), y añadimos 82,5 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas debido a extensiones y hallazgos, principalmente en la Cuenca de Santos.

Considerando una producción de 919,8 millones de barriles de petróleo equivalente en 2017, la reserva probada total de la Compañía resultó en 9.751,7 millones de barriles de petróleo equivalente. Esta producción de 919,8 millones de barriles de petróleo equivalente no considera la producción de Testes Extendidos de Pozos en bloques exploratorios y producción en Bolivia, ya que la Constitución boliviana prohíbe la divulgación y el registro de sus reservas.

En 2016, se incorporaron 103 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas por extensiones y hallazgos en Brasil (Cuenca de Santos), e incrementamos 131 millones de barriles de petróleo equivalente de nuestras reservas probadas debido a las revisiones de estimativas previas, debido a perforaciones de nuevos pozos de desarrollo de producción y una mejor respuesta de reservorios en tierra, así como en el post-sal offshore, en Brasil y los EE.UU., además de resultados positivos en las respuestas de los reservorios, en los mecanismos de recuperación (inyección de agua) y en la eficiencia operativa de los sistemas de producción en la operación, así como el aumento de las actividades de perforación y actividades tie-back en el pre-sal de la Cuenca de Santos y Campos, todas en Brasil.

Reducimos 169 millones de barriles de petróleo equivalente de nuestras reservas probadas debido a las ventas de minerales in situ y aumentamos 16 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas debido a la compra de minerales in situ, lo que resulta en un efecto neto de una disminución de 153 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas. El resultado neto de estas adiciones y ventas, con exclusión de la producción, fue un aumento del 81 millones de barriles de petróleo equivalente para nuestras reservas probadas en 2016. Teniendo en cuenta una producción de 925 millones de barriles de petróleo equivalente en el año de 2016, nuestra reserva probada disminuyó 844 millones de barriles de petróleo equivalente.

En 2015, nuestras reservas probadas disminuyeron en 2.186 millones de barriles de petróleo equivalente debido a las revisiones de las estimaciones previas, debido principalmente a la caída de los precios del petróleo durante el año fiscal 2015, y disminuyeron 22 millones de barriles de petróleo equivalente debido a las ventas de reservas probadas. Esta disminución fue parcialmente compensada por la incorporación de 494 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas de descubrimientos de nuevas acumulaciones y extensiones en Brasil, específicamente en las Cuencas de Santos, Campos y Espírito Santo, y en Argentina, en la Cuenca de Neuquén, y la incorporación de 22 millones de barriles de petróleo equivalente debido a una mejor recuperación. El resultado neto (excluyendo la producción) fue una disminución de 1.692 millones de barriles de petróleo equivalente en nuestras reservas probadas en 2015. Teniendo en cuenta una producción de 932 mmbob en 2015, nuestra reducción neta de reservas probadas fue de 2.625 millones de barriles de petróleo equivalente.

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Información complementaria (no auditada)

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otraforma)



	2017				2016				2015			
	Petroleo Crudo	Petroleo Sintético	Gas Natural	Gas Sintético	Petroleo Crudo	Petroleo Sintético	Gas Natural	Gas Sintético	Petroleo Crudo	Petroleo Sintético	Gas Natural	Gas Sintético
	(millones de barriles)	(miles millones pies cúb.)	(miles millones pies cúb.)	(millones de barriles)	(miles millones pies cúb.)	(miles millones pies cúb.)	(millones de barriles)	(miles millones pies cúb.)	(millones de barriles)	(miles millones pies cúb.)	(miles millones pies cúb.)	(miles millones pies cúb.)
<b>Reservas comprobadas desarrolladas, netas:</b>												
Entidades Consolidadas												
Brasil*	4.282,2	6,0	4.515,9	8,1	4.250,1	6,8	5.034,2	9,2	4.266,5	6,9	5.320,5	9,3
América del Sur	0,7	-	56,7	-	0,5	-	33,7	-	39,7	-	366,3	-
América del Norte	72,1	-	24,2	-	79,6	-	83,6	-	53,6	-	122,5	-
Extranjero	72,8	-	80,9	-	80,1	-	117,3	-	93,4	-	488,8	-
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.355,0</b>	<b>6,0</b>	<b>4.596,8</b>	<b>8,1</b>	<b>4.330,2</b>	<b>6,8</b>	<b>5.151,5</b>	<b>9,2</b>	<b>4.359,8</b>	<b>6,9</b>	<b>5.809,3</b>	<b>9,3</b>
Entidades no Consolidadas												
América del Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	6,6	-	8,0	-
África	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-	28,0	-	10,4	-
Extranjero	29,6	-	9,3	-	32,5	-	8,6	-	34,7	-	18,4	-
<b>Total Entidades no Consolidadas</b>	<b>29,6</b>	<b>-</b>	<b>9,3</b>	<b>-</b>	<b>32,5</b>	<b>-</b>	<b>8,6</b>	<b>-</b>	<b>34,7</b>	<b>-</b>	<b>18,4</b>	<b>-</b>
<b>Total Entidades Consolidadas y no Consolidadas</b>	<b>4.384,6</b>	<b>6,0</b>	<b>4.606,0</b>	<b>8,1</b>	<b>4.362,7</b>	<b>6,8</b>	<b>5.160,1</b>	<b>9,2</b>	<b>4.394,5</b>	<b>6,9</b>	<b>5.827,7</b>	<b>9,3</b>
<b>Reservas comprobadas y no desarrolladas, netas:</b>												
Entidades Consolidadas												
Brasil**	3.967,2	-	3.160,2	-	3.812,9	-	3.359,7	-	4.277,7	-	4.267,2	-
América del Sur	0,5	-	103,5	-	0,3	-	80,2	-	12,5	-	314,2	-
América del Norte	42,6	-	16,7	-	16,8	-	3,6	-	37,0	-	16,0	-
Extranjero	43,0	-	120,2	-	17,1	-	83,8	-	49,5	-	330,3	-
<b>Total Entidades Consolidadas</b>	<b>4.010,2</b>	<b>-</b>	<b>3.280,5</b>	<b>-</b>	<b>3.830,0</b>	<b>-</b>	<b>3.443,6</b>	<b>-</b>	<b>4.327,2</b>	<b>-</b>	<b>4.597,5</b>	<b>-</b>
Entidades No Consolidadas												
América del Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	7,9	-	8,9	-
África	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-	37,8	-	6,2	-
Extranjero	33,8	-	8,0	-	36,5	-	3,9	-	45,7	-	15,1	-
<b>Total Entidades no Consolidadas</b>	<b>33,8</b>	<b>-</b>	<b>8,0</b>	<b>-</b>	<b>36,5</b>	<b>-</b>	<b>3,9</b>	<b>-</b>	<b>45,7</b>	<b>-</b>	<b>15,1</b>	<b>-</b>
<b>Total Entidades Consolidadas y no Consolidadas</b>	<b>4.044,0</b>	<b>-</b>	<b>3.288,5</b>	<b>-</b>	<b>3.866,5</b>	<b>-</b>	<b>3.447,5</b>	<b>-</b>	<b>4.372,9</b>	<b>-</b>	<b>4.612,6</b>	<b>-</b>

\* En 2017, incluye el valor de 191,9 millones de barriles de petróleo y 131.800 millones de pies cúbicos de gas natural referentes a activos mantenidos para la venta.

\*\* En 2017, incluye el valor de 71,9 millones de barriles de petróleo y 41,9 mil millones de pies cúbicos de gas natural referentes a activos mantenidos para la venta.

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

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

---

**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 calculados aplicándose el precio promedio durante el período de 12 meses anterior al cierre del ejercicio cubierto por el informe, determinado como la media aritmética no ponderada del primer precio de cada mes dentro del referido período, a menos que los precios sean definidos por determinación contractual, excluyéndose los aumentos basados en futuras condiciones. Los cambios futuros en los precios se limitan a los acuerdos contractuales vigentes al cierre de cada año de reporte. Los costos futuros de desarrollo y producción corresponden a los gastos futuros necesarios para desarrollar y producir las reservas comprobadas estimadas al cierre del ejercicio con base en indicaciones de costo al cierre del ejercicio, asumiendo como premisa la continuidad de las condiciones económicas al cierre del ejercicio. El impuesto sobre la renta futuro estimado es calculado aplicándose las alícuotas oficiales vigentes al cierre del ejercicio. En Brasil, juntamente con el impuesto sobre la renta, son incluidas contribuciones sociales futuras. Los valores presentados como gastos futuros de impuesto sobre la renta incluyen deducciones permitidas, sobre las cuales se aplican las alícuotas oficiales. Los flujos de efectivo futuros descontados netos son calculados utilizándose factores de descuento del 10%, aplicados en el medio del año. Este flujo de efectivo futuro descontado requiere estimación de cuándo serán incurridos los gastos futuros, y de cuándo serán producidas las reservas, año a año.

La evaluación prevista en el Tópico de Codificación 932 SEC – Actividades Extractivas – Petróleo y Gas requiere la adopción de premisas con relación al momento y al valor de los costos de desarrollo y producción futuros. Los cálculos son hechos al 31 de diciembre de cada ejercicio y no deben ser utilizados como indicativos de los flujos de efectivo futuros de Petrobras o del valor de sus reservas de petróleo y gas.

	Consolidado						Total	Inversiones por Equivalencia Patrimonial
	Extranjero					Total		
	Brasil**	América del Sur	América del Norte	África	Otras			
<b>Al 31 de diciembre de 2017</b>								
Ingresos de efectivo futuros	439.058	912	5.361	-	-	6.274	445.332	3.487
Costos de producción futuros	(213.037)	(412)	(2.291)	-	-	(2.703)	(215.740)	(857)
Costos de desarrollo futuros	(46.731)	(147)	(649)	-	-	(796)	(47.527)	(524)
Gastos por impuesto a la renta futuros	(63.087)	(89)	(86)	-	-	(175)	(63.262)	(339)
Flujos de efectivo netos futuros no	116.204	265	2.335	-	-	2.600	118.803	1.768
Descuento del 10% a mediados de año a efectos de la época de flujos de efectivo estimados*	(52.516)	(138)	(707)	-	-	(845)	(53.361)	(474)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros netos descontados	63.687	126	1.628	-	-	1.755	65.442	1.294
<b>Al 31 de diciembre de 2016</b>								
Ingresos de efectivo futuros	357.374	600	3.809	-	-	4.408	361.783	2.950
Costos de producción futuros	(209.413)	(239)	(2.153)	-	-	(2.392)	(211.806)	(1.088)
Costos de desarrollo futuros	(42.357)	(120)	(531)	-	-	(652)	(43.009)	(703)
Gastos por impuesto a la renta futuros	(46.234)	(65)	(40)	-	-	(105)	(46.338)	(229)
Flujos de efectivo netos futuros no	59.370	175	1.084	-	-	1.259	60.630	929
Descuento del 10% a mediados de año a efectos de la época de flujos de efectivo estimados*	(24.946)	(78)	(255)	-	-	(332)	(25.279)	(346)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros netos descontados	34.424	98	830	-	-	927	35.351	584
<b>Al 31 de diciembre de 2015</b>								
Ingresos de efectivo futuros	462.364	6.541	4.720	-	-	11.261	473.625	3.942
Costos de producción futuros	(256.130)	(3.165)	(2.684)	-	-	(5.849)	(261.979)	(1.404)
Costos de desarrollo futuros	(65.449)	(1.056)	(992)	-	-	(2.048)	(67.497)	(1.228)
Gastos por impuesto a la renta futuros	(61.408)	(527)	(23)	-	-	(550)	(61.958)	(349)
Flujos de efectivo netos futuros no	79.377	1.793	1.021	-	-	2.814	82.191	961
Descuento del 10% a mediados de año a efectos de la época de flujos de efectivo estimados*	(36.608)	(588)	(148)	-	-	(736)	(37.344)	(449)
Medida estandarizada de flujos de efectivo futuros netos descontados	42.769	1.205	873	-	-	2.078	44.847	512

(\*) Capitalización semestral.

(\*\*) Incluye el valor de US\$ 1.770 referente a activos clasificados como mantenidos para la venta en 2017.

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

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

# Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Información complementaria (no auditada)

(En millones de dólares estadounidenses, excepto si indicado de otra forma)



	Consolidado						Inversiones por Equivalencia Patrimonial	
	Extranjero					Total		
	Brasil*	América del Sur	América del Norte	Africa	Otros			
Saldo al 1º de enero de 2017	34.424	98	830	-	-	927	35.351	583
Ventas y transferencias de petróleo y gas, netas de costos de producción	(23.394)	(60)	(564)	-	-	(624)	(24.018)	(261)
Costos de desarrollo habidos	11.553	23	230	-	-	253	11.806	294
Cambio neto debido a compras y ventas de minerales en el local	-	-	-	-	-	-	-	-
Cambio neto debido a extensiones, hallazgos y mejoras en recuperación, menos costos relacionados	4.187	69	-	-	-	69	4.256	-
Revisiones de las estimativas de cantidades	8.264	37	443	-	-	480	8.744	51
Cambio neto de precios, precios de transferencia y costos de producción	50.326	3	735	-	-	738	51.064	494
Cambio en costos futuros de desarrollo	(15.878)	(31)	(144)	-	-	(175)	(16.053)	(25)
Intereses del descuento	3.442	14	76	-	-	90	3.532	58
Cambio neto en impuestos sobre la renta	(9.237)	(18)	(2)	-	-	(20)	(9.257)	(92)
Otros - no especificados	-	(9)	25	-	-	16	16	190
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2017</b>	<b>63.687</b>	<b>126</b>	<b>1.628</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.755</b>	<b>65.442</b>	<b>1.294</b>
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 en 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 en 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
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2016</b>	<b>34.424</b>	<b>98</b>	<b>830</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>927</b>	<b>35.351</b>	<b>583</b>
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 en 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 en 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)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>42.769</b>	<b>1.205</b>	<b>873</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.078</b>	<b>44.847</b>	<b>512</b>

(\*\*) Incluye el valor de US\$ 1.770 referente a activos clasificados como mantenidos para la venta en 2017.

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

**Información complementaria de interés público general - Ley 13.303 / 16 (no auditado)**

El 30 de junio de 2016, el gobierno federal brasileño promulgó la Ley 13.303 que establece nuevas directrices, normas y procedimientos aplicables a la Compañía, ya que es una empresa parcialmente estatal.

En cumplimiento de la regla pertinente, el 29 de junio de 2017 la Compañía emitió la Carta Anual de Políticas Públicas y Gobernanza Corporativa 2016, que presenta la información principal sobre los compromisos para el logro de los objetivos de las políticas públicas, que se resumen a continuación:

**I - Programa Termoeléctrico Prioritario - (Programa Prioritário de Termoeletricidade- PPT)**

El 24 de febrero de 2000, el gobierno federal brasileño promulgó el Decreto N ° 3.371 que rige la implementación de centrales termoeléctricas en Brasil a través del Programa Termoeléctrico Prioritario (PPT). Las plantas de energía termoeléctrica en el alcance de este programa tenían derecho a suministrar gas natural por hasta 20 años con un precio preestablecido indexado a la inflación de los EE. UU. El suministro de gas para el programa, en 2017, generó ingresos de aproximadamente US\$ 356 y costos de US\$ 725. Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía tenía tres plantas en el alcance de este programa y una de las cuales había rescindido su contrato. en 2018.

**II- Programa Nacional de Racionalización del Uso de Petróleo y Gas (Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados do Petróleo e do Gás Natural - CONPET)**

El 18 de febrero de 1991, el gobierno federal brasileño estableció el Programa Nacional de Racionalización del Uso de Productos Petrolíferos y Gasíferos (CONPET), cuyo objetivo era desarrollar una cultura anti despilfarro en el uso de recursos naturales no renovables. La Compañía también es miembro del Programa Brasileño de Etiquetado (*Programa Brasileiro de Etiquetagem*) en asociación con el Instituto Nacional de Metrología, Calidad y Tecnología (INMETRO), cuyo objetivo es estimular la producción y el uso de aparatos de gas y vehículos con menos carbono emisión. En 2017, los costos asociados con CONPET fueron inmatrimales.

**III - Programa de movilización de la industria nacional de petróleo y gas natural (Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural - PROMINP)**

El 19 de diciembre de 2003, el gobierno federal brasileño promulgó el Decreto 4.945 con el objetivo de promover el mejoramiento de las operaciones de la industria nacional de bienes y servicios, de manera competitiva y sostenible con respecto a los proyectos de petróleo y gas en Brasil y en el exterior. En 2017, este proyecto fue discontinuado.