

Informaciones Trimestrales 2T2018

*Al 30 de junio de 2018 con informe sobre la
revisión de informaciones trimestrales*

*(Traducción libre del original
redactado en portugués)*



Estados Financieros Individuales / Balance General Activo	4
Estados Financieros Individuales / Balance General Pasivo	5
Estados Financieros Individuales / Estado de Resultados	6
Estados Financieros Individuales / Estados de los Resultados Integrales	7
Estados Financieros Individuales / Estados de los Flujos de Efectivo - Método Indirecto	8
Estados Financieros Individuales / Estados de los Cambios del Patrimonio Neto - 01/01/2018 a 30/06/2018	9
Estados Financieros Individuales / Estados de los Cambios del Patrimonio Neto - 01/01/2017 a 30/06/2017	10
Estados Financieros Individuales / Estado Del Valor Agregado	11
Estados Financieros Consolidados / Balance General Activo	12
Estados Financieros Consolidados / Balance General Pasivo	13
Estados Financieros Consolidados / Estado de Resultados	14
Estados Financieros Consolidados / Estados de los Resultados Integrales	15
Estados Financieros Consolidados / Estado de los Flujos de Efectivo – Método Indirecto	16
Estados Financieros Consolidados / Estados de los Cambios del Patrimonio Neto - 01/01/2018 a 30/06/2018	17
Estados Financieros Consolidados / Estados de los Cambios del Patrimonio Neto - 01/01/2017 a 30/06/2017	18
Estados Financieros Consolidados / Estado del Valor Agregado	19
1. La Compañía y sus operaciones	20
2. Base de elaboración y presentación de los estados financieros intermedios	21
3. “Operación Lava Jato” y sus reflejos en la Compañía	21
4. Resumen de las principales prácticas contables	22
5. Uso de estimaciones	27
6. Efectivo y equivalentes al efectivo e Inversiones Financieras	28
7. Cuentas por cobrar	29
8. Inventarios	32
9. Venta de activos y otras reestructuraciones societarias	32
10. Inversiones	38
11. Propiedad, planta y equipo	40
12. Activos Intangibles	42
13. Actividades de exploración y evaluación de reservas de petróleo y gas	42
14. Proveedores	43
15. Financiaciones	44
16. Arrendamientos	47
17. Partes relacionadas	47
18. Provisiones para desmantelamiento de áreas	54
19. Impuestos	55
20. Beneficios concedidos a los empleados	59
21. Patrimonio neto	63
22. Ingresos de ventas	64
23. Otros gastos, netos	65
24. Costos y gastos por naturaleza	66
25. Resultado financiero, neto	66
26. Informaciones complementarias al estado de flujo de efectivo	67
27. Informaciones por segmento	68
28. Procesos judiciales y contingencias	73
29. Garantías a los contratos de concesión para exploración de petróleo	82
30. Gestión de riesgos	82

31.	Valor razonable de los activos y pasivos financieros	88
32.	Eventos subsecuentes.....	89
33.	Correlación entre las notas explicativas del 31 de diciembre de 2017 y del 30 de junio de 2018 ...	90
Declaración de los directores sobre los estados financieros y sobre el informe de los auditores independientes		91
Informe de revisión de informaciones trimestrales – ITR.....		92

Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Periodo Actual 30/06/2018	Ejercicio Anterior 31/12/2017
1	Total del Activo	774.115.000	723.855.000
1.01	Activo Corriente	90.213.000	81.883.000
1.01.01	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	7.125.000	1.305.000
1.01.02	Inversiones Financieras	3.990.000	3.531.000
1.01.03	Cuentas por Cobrar	33.626.000	34.239.000
1.01.04	Inventarios	30.809.000	23.165.000
1.01.06	Impuestos por Recuperar	6.788.000	6.183.000
1.01.06.01	Impuestos Corrientes por Recuperar	6.788.000	6.183.000
1.01.06.01.01	Impuesto sobre la Renta y Contribución Social Corrientes	723.000	669.000
1.01.06.01.02	Otros Impuestos por Recuperar	6.065.000	5.514.000
1.01.08	Otros Activos Corrientes	7.875.000	13.460.000
1.01.08.01	Activos no Corrientes para la Venta	325.000	9.520.000
1.01.08.03	Otros	7.550.000	3.940.000
1.01.08.03.01	Adelantos a Proveedores	135.000	173.000
1.01.08.03.02	Otros	7.415.000	3.767.000
1.02	Activos no Corrientes	683.902.000	641.972.000
1.02.01	Activo Realizable a Largo Plazo	60.068.000	50.816.000
1.02.01.03	Inversiones Financieras Evaluadas al Costo Amortizado	193.000	204.000
1.02.01.04	Cuentas por Cobrar	17.220.000	15.211.000
1.02.01.07	Impuestos Diferidos	12.351.000	8.999.000
1.02.01.07.01	Impuesto sobre la Renta y Contribución Social Diferidos	3.604.000	-
1.02.01.07.02	Impuestos y Contribuciones	8.747.000	8.999.000
1.02.01.10	Otros Activos no Corrientes	30.304.000	26.402.000
1.02.01.10.03	Adelantos a Proveedores	431.000	502.000
1.02.01.10.04	Depósitos Judiciales	21.026.000	17.085.000
1.02.01.10.05	Otros Realizables a Largo Plazo	8.847.000	8.815.000
1.02.02	Inversiones	175.644.000	149.356.000
1.02.03	Propiedad, Planta y Equipo	442.017.000	435.536.000
1.02.04	Activos Intangibles	6.173.000	6.264.000

Estados Financieros Individuales / Balance General Pasivo
(En miles de reales)



Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Periodo Actual 30/06/2018	Ejercicio Anterior 31/12/2017
2	Total del Pasivo	774.115.000	723.855.000
2.01	Pasivo Corriente	161.063.000	132.319.000
2.01.01	Obligaciones Sociales y Laborales	5.203.000	3.662.000
2.01.02	Proveedores	27.072.000	22.179.000
2.01.03	Obligaciones Fiscales	1.438.000	243.000
2.01.03.01	Obligaciones Fiscales Federales	1.438.000	243.000
2.01.03.01.01	Impuesto sobre la Renta y Contribución Social a Pagar	1.438.000	243.000
2.01.04	Préstamos y Financiaciones	94.317.000	75.985.000
2.01.04.01	Préstamos y Financiaciones	92.981.000	74.724.000
2.01.04.03	Financiación por Arrendamiento Financiero	1.336.000	1.261.000
2.01.05	Otras Obligaciones	19.826.000	20.590.000
2.01.05.02	Otros	19.826.000	20.590.000
2.01.05.02.04	Otros Impuestos y Contribuciones	15.172.000	14.485.000
2.01.05.02.05	Otras Cuentas por Pagar	4.654.000	6.105.000
2.01.06	Provisiones	13.207.000	9.054.000
2.01.06.01	Provisiones de Impuestos del Seguro Social, Demandas Laborales y Civiles	10.543.000	6.397.000
2.01.06.01.04	Provisiones para Procesos Civiles	10.543.000	6.397.000
2.01.06.02	Otras Provisiones	2.664.000	2.657.000
2.01.06.02.04	Planes de Pensión y de Salud	2.664.000	2.657.000
2.01.07	Pasivos sobre Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Discontinuados	-	606.000
2.01.07.01	Pasivos sobre Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	-	606.000
2.02	Pasivo No Corriente	330.913.000	327.551.000
2.02.01	Préstamos y Financiaciones	203.595.000	197.501.000
2.02.01.01	Préstamos y Financiaciones	200.135.000	193.393.000
2.02.01.03	Financiación por Arrendamiento Financiero	3.460.000	4.108.000
2.02.02	Otras Obligaciones	2.131.000	2.169.000
2.02.02.02	Otros	2.131.000	2.169.000
2.02.02.02.03	Impuesto a las Ganancias y Contribución Social sobre las Ganancias	2.131.000	2.169.000
2.02.03	Impuestos Diferidos	-	2.762.000
2.02.03.01	Impuesto sobre la Renta y Contribución Social Diferidos	-	2.762.000
2.02.04	Provisiones	125.187.000	125.119.000
2.02.04.01	Provisiones de Impuestos del Seguro Social, Demandas Laborales y Civiles	10.190.000	12.680.000
2.02.04.02	Otras Provisiones	114.997.000	112.439.000
2.02.04.02.04	Planes de Pensión y de Salud	66.293.000	64.519.000
2.02.04.02.05	Provisión para Desmantelamiento de Áreas	45.898.000	45.677.000
2.02.04.02.06	Otras Provisiones	2.806.000	2.243.000
2.03	Patrimonio Neto	282.139.000	263.985.000
2.03.01	Capital Social Desembolsado	205.432.000	205.432.000
2.03.02	Reservas de Capital	2.673.000	2.673.000
2.03.04	Reservas de Ganancias	92.546.000	77.148.000
2.03.08	Otros Resultados Integrales	(18.512.000)	(21.268.000)

Estados Financieros Individuales / Estado de Resultados

(En miles de reales)



Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Trimestre Actual 01/04/2018 a 30/06/2018	Acumulado del Ejercicio Actual 01/01/2018 a 30/06/2018	Igual Trimestre	Acumulado del
				del Ejercicio Anterior 01/04/2017 a 30/06/2017	Ejercicio Anterior 01/01/2017 a 30/06/2017
3.01	Ingresos de Ventas	65.284.000	121.151.000	55.463.000	109.559.000
3.02	Costo de Ventas	(40.460.000)	(76.000.000)	(38.387.000)	(74.018.000)
3.03	Ganancia Bruta	24.824.000	45.151.000	17.076.000	35.541.000
3.04	Gastos / Ingresos Operativos	(9.142.000)	(15.004.000)	(4.339.000)	(11.356.000)
3.04.01	Gastos de Ventas	(5.034.000)	(9.439.000)	(4.595.000)	(8.828.000)
3.04.02	Gastos Generales y de Administración	(1.552.000)	(3.027.000)	(1.555.000)	(3.133.000)
3.04.05	Otros Gastos Operativos	(6.826.000)	(9.092.000)	762.000	(3.101.000)
3.04.05.01	Impuestos	(205.000)	(571.000)	(2.441.000)	(2.610.000)
3.04.05.02	Gastos con Investigación y Desarrollo	(592.000)	(1.085.000)	(548.000)	(885.000)
3.04.05.03	Gastos de Exploración de Petróleo y Gas	(579.000)	(1.017.000)	(585.000)	(888.000)
3.04.05.05	Otros Ingresos y Gastos Operativos, Netos	(5.450.000)	(6.419.000)	4.336.000	1.282.000
3.04.06	Resultado de Participaciones en Inversiones	4.270.000	6.554.000	1.049.000	3.706.000
3.05	Ganancia Neta Antes del Resultado Financiero e Impuestos	15.682.000	30.147.000	12.737.000	24.185.000
3.06	Resultado Financiero	(2.109.000)	(6.628.000)	(5.698.000)	(11.186.000)
3.06.01	Ingresos Financieros	2.725.000	3.455.000	677.000	1.370.000
3.06.01.01	Ingresos Financieros	2.725.000	3.455.000	677.000	1.370.000
3.06.02	Gastos Financieros	(4.834.000)	(10.083.000)	(6.375.000)	(12.556.000)
3.06.02.01	Gastos Financieros	(3.357.000)	(6.676.000)	(5.316.000)	(9.420.000)
3.06.02.02	Diferencias Monetarias y Cambiarias, Netas	(1.477.000)	(3.407.000)	(1.059.000)	(3.136.000)
3.07	Ganancia Antes de los Impuestos	13.573.000	23.519.000	7.039.000	12.999.000
3.08	Impuesto a las Ganancias y Contribución Social sobre las Ganancias	(3.501.000)	(6.486.000)	(6.723.000)	(8.234.000)
3.08.01	Corriente	(3.520.000)	(6.260.000)	(1.909.000)	(1.909.000)
3.08.02	Diferido	19.000	(226.000)	(4.814.000)	(6.325.000)
3.09	Resultado Neto de las Operaciones Continuas	10.072.000	17.033.000	316.000	4.765.000
3.11	Ganancia / Pérdida del Período	10.072.000	17.033.000	316.000	4.765.000
3.99	Ganancia por Acción - (R\$/Acción)				
3.99.01	Ganancia Básica por Acción				
3.99.01.01	Ordinaria	0,772000	1,310000	0,024000	0,370000
3.99.01.02	Preferida	0,772000	1,310000	0,024000	0,370000
3.99.02	Ganancia Diluida por Acción				
3.99.02.01	Ordinaria	0,772000	1,310000	0,024000	0,370000
3.99.02.02	Preferida	0,772000	1,310000	0,024000	0,370000

Estados Financieros Individuales / Estados de los Resultados Integrales

(En miles de reales)

Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Trimestre Actual	Acumulado del	Igual Trimestre	Acumulado del
		01/04/2018 a 30/06/2018	Ejercicio Actual 01/01/2018 a 30/06/2018	del Ejercicio Anterior 01/04/2017 a 30/06/2017	Ejercicio Anterior 01/01/2017 a 30/06/2017
4.01	Ganancia Neta del Período	10.072.000	17.033.000	316.000	4.765.000
4.02	Otros Resultados Integrales	756.000	2.829.000	487.000	3.629.000
4.02.03	Ajustes por Diferencias de Cambio	19.938.000	20.790.000	4.046.000	1.575.000
4.02.04	Ganancias / (Pérdidas) a Realizar sobre títulos a valor justo por medio de otros resultados integrales	(14.000)	(16.000)	-	-
4.02.07	Ganancias / (Pérdidas) a Realizar sobre el Hedge de Flujo de Efectivo - Reconocidos en el Patrimonio Neto	(30.239.000)	(31.355.000)	(7.691.000)	(2.428.000)
4.02.08	Ganancias / (Pérdidas) a Realizar sobre el Hedge de Flujo de Efectivo - Reclasificados para el Resultado	2.634.000	5.036.000	1.870.000	3.834.000
4.02.09	Impuesto a las Ganancias y Contribución Social Diferidos sobre el Hedge de Flujo de Efectivo	9.385.000	8.948.000	1.980.000	(478.000)
4.02.10	Participaciones en Resultados Integrales de Inversiones	(948.000)	(574.000)	282.000	1.126.000
4.03	Resultado Integral del Período	10.828.000	19.862.000	803.000	8.394.000

Estados Financieros Individuales / Estados de los Flujos de Efectivo -
Método Indirecto
(En miles de reales)



Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Acumulado del Ejercicio Actual 01/01/2018 a 30/06/2018	Acumulado del Ejercicio Anterior 01/01/2017 a 30/06/2017
6.01	Efectivo Neto - Actividades Operativas	23.468.000	13.427.000
6.01.01	Efectivo Generado por Actividades Operativas	42.630.000	33.552.000
6.01.01.01	Ganancia (Pérdida) Neta del Periodo	17.033.000	4.765.000
6.01.01.02	Gastos actuariales - Planes de Pensión y Salud	3.564.000	3.996.000
6.01.01.03	Resultado de Participaciones en Inversiones	(6.554.000)	(3.706.000)
6.01.01.04	Depreciación, Agotamiento y Amortización	17.112.000	16.180.000
6.01.01.05	Pérdida en la Recuperación de Activos	72.000	91.000
6.01.01.06	Baja de Pozos Secos	232.000	324.000
6.01.01.07	Resultado con enajenación y baja de activos	(2.573.000)	(5.633.000)
6.01.01.08	Variaciones en las Tasas de Cambio, Monetarias y Cargas Financieras sobre Financiaciones	10.920.000	10.453.000
6.01.01.09	Impuestos sobre las Ganancias Diferidos, Netos	226.000	6.325.000
6.01.01.10	Pérdidas de crédito esperadas	1.444.000	276.000
6.01.01.13	Revisión y actualización financiera de desmantelamiento de áreas	1.154.000	1.179.000
6.01.01.15	Ganancias/pérdidas en la nueva valoración - Participaciones accionarias	-	(698.000)
6.01.02	Variaciones en los Activos y Pasivos	(19.162.000)	(20.125.000)
6.01.02.01	Cuentas por Cobrar	(12.998.000)	(14.497.000)
6.01.02.02	Inventarios	(7.535.000)	639.000
6.01.02.03	Depósitos judiciales	(3.944.000)	(1.729.000)
6.01.02.04	Otros Activos	754.000	(858.000)
6.01.02.05	Proveedores	1.630.000	(2.981.000)
6.01.02.06	Impuestos, Tasas y Contribuciones	6.425.000	3.304.000
6.01.02.07	Planes de Pensión y Salud	(1.784.000)	(1.298.000)
6.01.02.08	Impuesto sobre las Ganancias y Contribución Social Pagados	(2.956.000)	(77.000)
6.01.02.09	Otros Pasivos	1.246.000	(2.628.000)
6.02	Efectivo Neto - Actividades de Inversiones	(12.888.000)	(3.320.000)
6.02.01	Adquisiciones de Propiedad, Planta y Equipo e Intangibles	(20.901.000)	(14.017.000)
6.02.02	Adiciones a las Inversiones	(5.463.000)	(2.694.000)
6.02.03	Ingresos por Venta de Activos (Desinversión)	8.906.000	7.854.000
6.02.04	Inversiones en Valores Mobiliarios	2.157.000	2.161.000
6.02.05	Dividendos Recibidos	2.413.000	3.376.000
6.03	Efectivo Neto - Actividades de Financiaciones	(4.760.000)	(15.356.000)
6.03.02	Captaciones	48.443.000	41.390.000
6.03.03	Amortizaciones de Principal	(47.944.000)	(46.692.000)
6.03.04	Amortizaciones de Intereses	(4.664.000)	(10.054.000)
6.03.05	Dividendos Pagos a los Accionistas	(595.000)	-
6.05	Aumento (Disminución) de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5.820.000	(5.249.000)
6.05.01	Saldo Inicial de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.305.000	6.267.000
6.05.02	Saldo Final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	7.125.000	1.018.000

Estados Financieros Individuales / Estados de los Cambios del Patrimonio Neto - 01/01/2018 a 30/06/2018

(En miles de reales)

Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Capital Social Integrado	Reservas de Capital, Opciones Otorgadas y Acciones en Tesorería	Reservas de Ganancia	Ganancias / Pérdidas Acumuladas	Otros Resultados Integrales	Patrimonio Neto
5.01	Saldos Iniciales	205.432.000	2.673.000	77.148.000	-	(21.268.000)	263.985.000
5.02	Ajustes de Ejercicios Anteriores	-	-	-	(989.000)	(67.000)	(1.056.000)
5.03	Saldos Iniciales Ajustados	205.432.000	2.673.000	77.148.000	(989.000)	(21.335.000)	262.929.000
5.04	Transacciones de Capital con Socios	-	-	-	(647.000)	(5.000)	(652.000)
5.04.07	Intereses sobre el Capital Propio	-	-	-	(652.000)	-	(652.000)
5.04.09	Realización del Costo Asignado	-	-	-	5.000	(5.000)	-
5.05	Resultado Integral Total	-	-	-	17.033.000	2.829.000	19.862.000
5.05.01	Ganancia Neta del Período	-	-	-	17.033.000	-	17.033.000
5.05.02	Otros Resultados Integrales	-	-	-	-	2.829.000	2.829.000
5.07	Saldos Finales	205.432.000	2.673.000	77.148.000	15.397.000	(18.511.000)	282.139.000

Estados Financieros Individuales / Estados de los Cambios del Patrimonio Neto - 01/01/2017 a 30/06/2017

(En miles de reales)

Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Capital Social Integrado	Reservas de Capital, Opciones Otorgadas y Acciones en Tesorería	Reservas de Ganancia	Ganancias / Pérdidas Acumuladas	Otros Resultados Integrales	Patrimonio Neto
5.01	Saldos Iniciales	205.432.000	1.251.000	77.584.000	-	(34.037.000)	250.230.000
5.03	Saldos Iniciales Ajustados	205.432.000	1.251.000	77.584.000	-	(34.037.000)	250.230.000
5.04	Transacciones de Capital con Socios	-	11.000	-	5.000	(5.000)	11.000
5.04.08	Transacción de Capital	-	11.000	-	-	-	11.000
5.04.09	Realización del Costo Asignado	-	-	-	5.000	(5.000)	-
5.05	Resultado Integral Total	-	-	-	4.765.000	3.629.000	8.394.000
5.05.01	Ganancia Neta del Período	-	-	-	4.765.000	-	4.765.000
5.05.02	Otros Resultados Integrales	-	-	-	-	3.629.000	3.629.000
5.07	Saldos Finales	205.432.000	1.262.000	77.584.000	4.770.000	(30.413.000)	258.635.000

Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Acumulado del Ejercicio Actual 01/01/2018 a 30/06/2018	Acumulado del Ejercicio Anterior 01/01/2017 a 30/06/2017
7.01	Ingresos	189.755.000	170.174.000
7.01.01	Ventas de Mercancías, Productos y Servicios	166.549.000	143.616.000
7.01.02	Otros Ingresos	4.317.000	10.752.000
7.01.03	Ingresos Relacionados con Construcción de Activos Propios	20.333.000	16.082.000
7.01.04	Pérdidas de crédito esperadas	(1.444.000)	(276.000)
7.02	Insumos Adquiridos de Terceros	(54.600.000)	(57.494.000)
7.02.01	Costos Productos Mercancías y Servicios Vendidos	(18.138.000)	(19.272.000)
7.02.02	Materiales, Energía, Servicio de Terceros y Otros	(25.007.000)	(28.723.000)
7.02.03	Pérdida / Recuperación de Valores Activos	(72.000)	(91.000)
7.02.04	Otros	(11.383.000)	(9.408.000)
7.02.04.01	Créditos Fiscales Relativos a los Insumos Adquiridos de Terceros	(11.383.000)	(9.408.000)
7.03	Valor Agregado Bruto	135.155.000	112.680.000
7.04	Retenciones	(17.112.000)	(16.180.000)
7.04.01	Depreciación, Amortización y Agotamiento	(17.112.000)	(16.180.000)
7.05	Valor Agregado Neto Producido	118.043.000	96.500.000
7.06	Valor Agregado Recibido en Transferencia	10.456.000	5.536.000
7.06.01	Resultado de Participaciones en Inversiones	6.554.000	3.706.000
7.06.02	Ingresos Financieros	3.455.000	1.371.000
7.06.03	Otros	447.000	459.000
7.07	Valor Agregado Total a Distribuir	128.499.000	102.036.000
7.08	Distribución del Valor Agregado	128.499.000	102.036.000
7.08.01	Personal	12.376.000	11.666.000
7.08.01.01	Remuneración Directa	7.318.000	6.742.000
7.08.01.02	Beneficios	4.543.000	4.365.000
7.08.01.03	FGTS	515.000	559.000
7.08.02	Impuestos, Tasas y Contribuciones	61.759.000	46.106.000
7.08.02.01	Federales	47.002.000	32.702.000
7.08.02.02	Estaduais	14.576.000	13.292.000
7.08.02.03	Municipales	181.000	112.000
7.08.03	Remuneración de Capital de Terceros	37.331.000	39.499.000
7.08.03.01	Interés	12.667.000	14.823.000
7.08.03.02	Alquileres	24.664.000	24.676.000
7.08.04	Remuneración de Capital Propio	17.033.000	4.765.000
7.08.04.01	Intereses sobre el Capital Propio	652.000	-
7.08.04.03	Ganancias Retenidas / Pérdidas del Período	16.381.000	4.765.000

Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Periodo Actual 30/06/2018	Ejercicio Anterior 31/12/2017
1	Total del Activo	850.282.000	831.515.000
1.01	Activo Corriente	144.255.000	155.909.000
1.01.01	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	65.536.000	74.494.000
1.01.02	Inversiones Financieras	4.060.000	6.237.000
1.01.03	Cuentas por Cobrar	19.385.000	16.446.000
1.01.04	Inventarios	35.534.000	28.081.000
1.01.06	Impuestos por Recuperar	9.006.000	8.062.000
1.01.06.01	Impuestos Corrientes por Recuperar	9.006.000	8.062.000
1.01.06.01.01	Impuesto sobre la Renta y Contribución Social Corrientes	1.816.000	1.584.000
1.01.06.01.02	Impuestos y Contribuciones	7.190.000	6.478.000
1.01.08	Otros Activos Corrientes	10.734.000	22.589.000
1.01.08.01	Activos no Corrientes para la Venta	1.542.000	17.592.000
1.01.08.03	Otros	9.192.000	4.997.000
1.01.08.03.01	Adelantos a Proveedores	193.000	258.000
1.01.08.03.02	Otros	8.999.000	4.739.000
1.02	Activos no Corrientes	706.027.000	675.606.000
1.02.01	Activo Realizable a Largo Plazo	80.530.000	70.955.000
1.02.01.03	Inversiones Financieras Evaluadas al Costo Amortizado	200.000	211.000
1.02.01.04	Cuentas por Cobrar	19.091.000	17.120.000
1.02.01.07	Impuestos Diferidos	25.616.000	21.544.000
1.02.01.07.01	Impuesto sobre la Renta y Contribución Social Diferidos	15.606.000	11.373.000
1.02.01.07.02	Impuestos y Contribuciones	10.010.000	10.171.000
1.02.01.10	Otros Activos no Corrientes	35.623.000	32.080.000
1.02.01.10.03	Adelantos a Proveedores	3.074.000	3.413.000
1.02.01.10.04	Depósitos Judiciales	22.545.000	18.465.000
1.02.01.10.05	Otros Realizables a Largo Plazo	10.004.000	10.202.000
1.02.02	Inversiones	12.287.000	12.554.000
1.02.03	Propiedad, Planta y Equipo	605.484.000	584.357.000
1.02.04	Activos Intangibles	7.726.000	7.740.000

Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Periodo Actual 30/06/2018	Ejercicio Anterior 31/12/2017
2	Total del Pasivo	850.282.000	831.515.000
2.01	Pasivo Corriente	84.649.000	82.535.000
2.01.01	Obligaciones Sociales y Laborales	6.013.000	4.331.000
2.01.02	Proveedores	20.769.000	19.077.000
2.01.03	Obligaciones Fiscales	1.648.000	990.000
2.01.03.01	Obligaciones Fiscales Federales	1.648.000	990.000
2.01.03.01.01	Impuesto sobre la Renta y Contribución Social a Pagar	1.648.000	990.000
2.01.04	Préstamos y Financiaciones	15.353.000	23.244.000
2.01.04.01	Préstamos y Financiaciones	15.266.000	23.160.000
2.01.04.03	Financiación por Arrendamiento Financiero	87.000	84.000
2.01.05	Otras Obligaciones	25.498.000	23.344.000
2.01.05.02	Otros	25.498.000	23.344.000
2.01.05.02.04	Otros Impuestos y Contribuciones	15.775.000	15.046.000
2.01.05.02.05	Otras Cuentas por Pagar	9.723.000	8.298.000
2.01.06	Provisiones	15.203.000	10.254.000
2.01.06.01	Provisiones de Impuestos del Seguro Social, Demandas Laborales y Civiles	12.398.000	7.463.000
2.01.06.01.04	Provisiones para Procesos Civiles	12.398.000	7.463.000
2.01.06.02	Otras Provisiones	2.805.000	2.791.000
2.01.06.02.04	Planes de Pensión y de Salud	2.805.000	2.791.000
2.01.07	Pasivos sobre Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Discontinuados	165.000	1.295.000
2.01.07.01	Pasivos sobre Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta	165.000	1.295.000
2.02	Pasivo No Corriente	478.185.000	479.371.000
2.02.01	Préstamos y Financiaciones	338.270.000	338.239.000
2.02.01.01	Préstamos y Financiaciones	337.604.000	337.564.000
2.02.01.03	Financiación por Arrendamiento Financiero	666.000	675.000
2.02.02	Otras Obligaciones	2.180.000	2.219.000
2.02.02.02	Otros	2.180.000	2.219.000
2.02.02.02.03	Impuesto a las Ganancias y Contribución Social sobre las Ganancias	2.180.000	2.219.000
2.02.03	Impuestos Diferidos	1.637.000	3.956.000
2.02.03.01	Impuesto sobre la Renta y Contribución Social Diferidos	1.637.000	3.956.000
2.02.04	Provisiones	136.098.000	134.957.000
2.02.04.01	Provisiones de Impuestos del Seguro Social, Demandas Laborales y Civiles	13.376.000	15.778.000
2.02.04.02	Otras Provisiones	122.722.000	119.179.000
2.02.04.02.04	Planes de Pensión y de Salud	71.522.000	69.421.000
2.02.04.02.05	Provisión para Desmantelamiento de Áreas	47.335.000	46.785.000
2.02.04.02.06	Otras Provisiones	3.865.000	2.973.000
2.03	Patrimonio Neto	287.448.000	269.609.000
2.03.01	Capital Social Desembolsado	205.432.000	205.432.000
2.03.02	Reservas de Capital	2.457.000	2.457.000
2.03.04	Reservas de Ganancias	92.761.000	77.364.000
2.03.08	Otros Resultados Integrales	(18.511.000)	(21.268.000)
2.03.09	Participación de los Accionistas no Controladores	5.309.000	5.624.000

Estados Financieros Consolidados / Estado de Resultados
(en miles de reales)

Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Trimestre Actual	Acumulado del	Igual Trimestre	Acumulado del
		01/04/2018 a 30/06/2018	Ejercicio Actual 01/01/2018 a 30/06/2018	del Ejercicio Anterior 01/04/2017 a 30/06/2017	Ejercicio Anterior 01/01/2017 a 30/06/2017
3.01	Ingresos de Ventas	84.395.000	158.856.000	66.996.000	135.361.000
3.02	Costo de Ventas	(52.772.000)	(100.460.000)	(45.627.000)	(90.206.000)
3.03	Ganancia Bruta	31.623.000	58.396.000	21.369.000	45.155.000
3.04	Gastos / Ingresos Operativos	(14.647.000)	(23.094.000)	(5.764.000)	(14.668.000)
3.04.01	Gastos de Ventas	(4.748.000)	(8.876.000)	(3.889.000)	(6.279.000)
3.04.02	Gastos Generales y de Administración	(2.206.000)	(4.348.000)	(2.221.000)	(4.528.000)
3.04.05	Otros Gastos Operativos	(8.003.000)	(10.691.000)	(269.000)	(5.088.000)
3.04.05.01	Impuestos	(359.000)	(840.000)	(3.069.000)	(3.360.000)
3.04.05.02	Gastos con Investigación y Desarrollo	(593.000)	(1.088.000)	(549.000)	(886.000)
3.04.05.03	Gastos de Exploración de Petróleo y Gas	(584.000)	(1.026.000)	(603.000)	(899.000)
3.04.05.05	Otros Ingresos y Gastos Operativos, Netos	(6.467.000)	(7.737.000)	3.952.000	57.000
3.04.06	Resultado de Participaciones en Inversiones	310.000	821.000	615.000	1.227.000
3.05	Ganancia Neta Antes del Resultado Financiero e Impuestos	16.976.000	35.302.000	15.605.000	30.487.000
3.06	Resultado Financiero	(2.647.000)	(9.893.000)	(8.835.000)	(16.590.000)
3.06.01	Ingresos Financieros	4.596.000	5.697.000	1.051.000	1.984.000
3.06.01.01	Ingresos Financieros	4.596.000	5.697.000	1.051.000	1.984.000
3.06.02	Gastos Financieros	(7.243.000)	(15.590.000)	(9.886.000)	(18.574.000)
3.06.02.01	Gastos Financieros	(5.346.000)	(11.196.000)	(6.868.000)	(12.813.000)
3.06.02.02	Diferencias Monetarias y Cambiarias, Netas	(1.897.000)	(4.394.000)	(3.018.000)	(5.761.000)
3.07	Ganancia Antes de los Impuestos	14.329.000	25.409.000	6.770.000	13.897.000
3.08	Impuesto a las Ganancias y Contribución Social sobre las Ganancias	(4.638.000)	(8.593.000)	(6.478.000)	(8.798.000)
3.08.01	Corriente	(4.108.000)	(7.429.000)	(2.573.000)	(3.399.000)
3.08.02	Diferido	(530.000)	(1.164.000)	(3.905.000)	(5.399.000)
3.09	Resultado Neto de las Operaciones Continuas	9.691.000	16.816.000	292.000	5.099.000
3.11	Ganancia / Pérdida del Período	9.691.000	16.816.000	292.000	5.099.000
3.11.01	Atribuible a los accionistas controladores	10.072.000	17.033.000	316.000	4.765.000
3.11.02	Atribuible a los accionistas no controladores	(381.000)	(217.000)	(24.000)	334.000
3.99	Ganancia por Acción - (R\$/Acción)				
3.99.01	Ganancia Básica por Acción				
3.99.01.01	Ordinaria	0,77000	1,31000	0,02400	0,37000
3.99.01.02	Preferida	0,77000	1,31000	0,02400	0,37000
3.99.02	Ganancia Diluida por Acción				
3.99.02.01	Ordinaria	0,77000	1,31000	0,02400	0,37000
3.99.02.02	Preferida	0,77000	1,31000	0,02400	0,37000

Estados Financieros Consolidados / Estados de los Resultados Integrales
(En miles de reales)

Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Trimestre Actual	Acumulado del	Igual Trimestre	Acumulado del
		01/04/2018 a 30/06/2018	Ejercicio Actual 01/01/2018 a 30/06/2018	del Ejercicio Anterior 01/04/2017 a 30/06/2017	Ejercicio Anterior 01/01/2017 a 30/06/2017
4.01	Ganancia Neta del Período	9.691.000	16.816.000	292.000	5.099.000
4.02	Otros Resultados Integrales	1.109.000	3.225.000	543.000	3.640.000
4.02.03	Ajustes por Diferencias de Cambio	20.291.000	21.186.000	4.102.000	1.586.000
4.02.04	Ganancias / (Pérdidas) a Realizar sobre títulos a valor justo por medio de otros resultados integrales	(14.000)	(16.000)	(2.000)	(42.000)
4.02.07	Ganancias / (Pérdidas) a Realizar sobre el Hedge de Flujo de Efectivo - Reconocidos en el Patrimonio Neto	(30.589.000)	(31.688.000)	(7.742.000)	(2.281.000)
4.02.08	Ganancias / (Pérdidas) a Realizar sobre el Hedge de Flujo de Efectivo - Reclasificados para el Resultado	2.846.000	5.507.000	2.371.000	4.806.000
4.02.09	Impuesto a las Ganancias y Contribución Social Diferidos sobre el Hedge de Flujo de Efectivo	9.433.000	8.902.000	1.825.000	(859.000)
4.02.10	Participaciones en Resultados Integrales de Inversiones	(858.000)	(666.000)	(11.000)	430.000
4.03	Resultado Integral del Período	10.800.000	20.041.000	835.000	8.739.000
4.03.01	Atribuible a los accionistas controladores	10.828.000	19.862.000	803.000	8.394.000
4.03.02	Atribuible a los accionistas no controladores	(28.000)	179.000	32.000	345.000

Estados Financieros Consolidados / Estado de los Flujos de Efectivo –
Método Indirecto
(En miles de reales)



Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Acumulado del Ejercicio Actual 01/01/2018 a 30/06/2018	Acumulado del Ejercicio Anterior 01/01/2017 a 30/06/2017
6.01	Efectivo Neto - Actividades Operativas	47.813.000	42.878.000
6.01.01	Efectivo Generado por Actividades Operativas	58.610.000	48.175.000
6.01.01.01	Ganancia (Pérdida) Neta del Periodo	16.816.000	5.099.000
6.01.01.02	Gastos actuariales - Planes de Pensión y Salud	3.882.000	4.352.000
6.01.01.03	Resultado de Participaciones en Inversiones	(821.000)	(1.227.000)
6.01.01.04	Depreciación, Agotamiento y Amortización	22.020.000	21.148.000
6.01.01.05	Pérdida en la Recuperación de Activos	(119.000)	207.000
6.01.01.06	Baja de Pozos Secos	232.000	324.000
6.01.01.07	Resultado con enajenación y baja de activos	(2.123.000)	(5.685.000)
6.01.01.08	Variaciones en las Tasas de Cambio, Monetarias y Cargas Financieras sobre Financiaciones	14.830.000	16.153.000
6.01.01.09	Impuestos sobre las Ganancias Diferidos, Netos	1.164.000	5.399.000
6.01.01.10	Pérdidas de crédito esperadas	1.483.000	1.458.000
6.01.01.11	Ajuste al valor de mercado de los inventarios	55.000	249.000
6.01.01.12	Realización de ajustes por diferencias de cambio y otros resultados integrales	-	185.000
6.01.01.13	Revisión y actualización financiera de desmantelamiento de áreas	1.191.000	1.211.000
6.01.01.14	Ganancias/pérdidas em la nueva valoración - Participaciones Accionarias	-	(698.000)
6.01.02	Variaciones en los Activos y Pasivos	(10.797.000)	(5.297.000)
6.01.02.01	Cuentas por Cobrar	(5.034.000)	383.000
6.01.02.02	Inventarios	(6.526.000)	823.000
6.01.02.03	Depósitos judiciales	(3.971.000)	(1.608.000)
6.01.02.04	Otros Activos	601.000	(1.053.000)
6.01.02.05	Proveedores	1.046.000	(2.381.000)
6.01.02.06	Impuestos, Tasas y Contribuciones	6.289.000	3.904.000
6.01.02.07	Planes de Pensión y Salud	(1.879.000)	(1.364.000)
6.01.02.08	Impuesto sobre las Ganancias y Contribución Social Pagados	(3.714.000)	(626.000)
6.01.02.09	Otros Pasivos	2.391.000	(3.375.000)
6.02	Efectivo Neto - Actividades de Inversiones	666.000	(11.311.000)
6.02.01	Adquisiciones de Propiedad, Planta y Equipo e Intangibles	(20.023.000)	(20.681.000)
6.02.02	Adiciones a las Inversiones	(97.000)	(50.000)
6.02.03	Ingresos por Venta de Activos (Desinversión)	16.880.000	9.455.000
6.02.04	Desinversiones (inversiones) en Títulos y Valores Mobiliarios	2.233.000	(610.000)
6.02.05	Dividendos Recibidos	1.673.000	575.000
6.03	Efectivo Neto - Actividades de Financiaciones	(65.732.000)	(24.039.000)
6.03.01	Participación de los Accionistas no Controladores	(23.000)	(142.000)
6.03.02	Captaciones	27.231.000	43.988.000
6.03.03	Amortizaciones de Principal	(81.506.000)	(55.345.000)
6.03.04	Amortizaciones de Intereses	(10.531.000)	(12.130.000)
6.03.05	Dividendos Pagados a Accionistas	(595.000)	-
6.03.06	Dividendos Pagados a Accionistas no Controladores	(308.000)	(410.000)
6.04	Efecto de la Variación en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	8.295.000	1.334.000
6.05	Aumento (Disminución) de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(8.958.000)	8.862.000
6.05.01	Saldo Inicial de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	74.494.000	69.108.000
6.05.02	Saldo Final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	65.536.000	77.970.000

(En miles de reales)

Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Capital Social Integrado	Reservas de Capital, Opciones Otorgadas	Reservas de Ganancia	Ganancias / Pérdidas	Otros Resultados Integrales	Patrimonio Neto	Participación de los	Patrimonio Neto Consolidado
			y Acciones en Tesorería		Acumuladas			Accionistas No Controladores	
5.01	Saldos Iniciales	205.432.000	2.673.000	77.148.000	-	(21.268.000)	263.985.000	5.624.000	269.609.000
5.02	Ajustes de Ejercicios Anteriores	-	-	-	(989.000)	(67.000)	(1.056.000)	(51.000)	(1.107.000)
5.03	Saldos Iniciales Ajustados	205.432.000	2.673.000	77.148.000	(989.000)	(21.335.000)	262.929.000	5.573.000	268.502.000
5.04	Transacciones de Capital con Socios	-	-	-	(647.000)	(5.000)	(652.000)	(443.000)	(1.095.000)
5.04.06	Dividendos	-	-	-	-	-	-	(420.000)	(420.000)
5.04.07	Intereses sobre el Capital Propio	-	-	-	(652.000)	-	(652.000)	-	(652.000)
5.04.08	Transacción de Capital	-	-	-	-	-	-	(23.000)	(23.000)
5.04.09	Realización del Costo Asignado	-	-	-	5.000	(5.000)	-	-	-
5.05	Resultado Integral Total	-	-	-	17.033.000	2.829.000	19.862.000	179.000	20.041.000
5.05.01	Ganancia Neta del Período	-	-	-	17.033.000	-	17.033.000	(217.000)	16.816.000
5.05.02	Otros Resultados Integrales	-	-	-	-	2.829.000	2.829.000	396.000	3.225.000
5.07	Saldos Finales	205.432.000	2.673.000	77.148.000	15.397.000	(18.511.000)	282.139.000	5.309.000	287.448.000

Estados Financieros Consolidados / Estados de los Cambios del Patrimonio Neto - 01/01/2017 a 30/06/2017

(En miles de reales)

Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Capital Social Integrado	Reservas de Capital, Opciones Otorgadas	Reservas de Ganancia	Ganancias / Pérdidas	Otros Resultados Integrales	Patrimonio Neto	Participación de los	Patrimonio Neto Consolidado
			y Acciones en Tesorería		Acumuladas			Accionistas No Controladores	
5.01	Saldos Iniciales	205.432.000	1.251.000	77.584.000	-	(34.037.000)	250.230.000	2.513.000	252.743.000
5.03	Saldos Iniciales Ajustados	205.432.000	1.251.000	77.584.000	-	(34.037.000)	250.230.000	2.513.000	252.743.000
5.04	Transacciones de Capital con Socios	-	11.000	-	5.000	(5.000)	11.000	(349.000)	(338.000)
5.04.06	Dividendos	-	-	-	-	-	-	(207.000)	(207.000)
5.04.08	Transacción de Capital	-	11.000	-	-	-	11.000	(142.000)	(131.000)
5.04.09	Realización del Costo Asignado	-	-	-	5.000	(5.000)	-	-	-
5.05	Resultado Integral Total	-	-	-	4.765.000	3.629.000	8.394.000	345.000	8.739.000
5.05.01	Ganancia Neta del Período	-	-	-	4.765.000	-	4.765.000	334.000	5.099.000
5.05.02	Otros Resultados Integrales	-	-	-	-	3.629.000	3.629.000	11.000	3.640.000
5.07	Saldos Finales	205.432.000	1.262.000	77.584.000	4.770.000	(30.413.000)	258.635.000	2.509.000	261.144.000

Estados Financieros Consolidados / Estado del Valor Agregado
(En miles de reales)



Código de la Cuenta	Descripción de la Cuenta	Acumulado del Ejercicio Actual 01/01/2018 a 30/06/2018	Acumulado del Ejercicio Anterior 01/01/2017 a 30/06/2017
7.01	Ingresos	229.077.000	198.822.000
7.01.01	Ventas de Mercancías, Productos y Servicios	203.257.000	170.758.000
7.01.02	Otros Ingresos	4.866.000	12.102.000
7.01.03	Ingresos Relacionados con Construcción de Activos Propios	22.437.000	17.420.000
7.01.04	Pérdidas de crédito esperadas	(1.483.000)	(1.458.000)
7.02	Insumos Adquiridos de Terceros	(74.197.000)	(68.311.000)
7.02.01	Costos Productos Mercancías y Servicios Vendidos	(33.298.000)	(28.077.000)
7.02.02	Materiales, Energía, Servicio de Terceros y Otros	(28.649.000)	(29.580.000)
7.02.03	Pérdida / Recuperación de Valores Activos	119.000	(207.000)
7.02.04	Otros	(12.369.000)	(10.447.000)
7.02.04.01	Créditos Fiscales Relativos a los Insumos Adquiridos de Terceros	(12.314.000)	(10.198.000)
7.02.04.02	Ajuste al Valor de Mercado de los Inventarios	(55.000)	(249.000)
7.03	Valor Agregado Bruto	154.880.000	130.511.000
7.04	Retenciones	(22.020.000)	(21.148.000)
7.04.01	Depreciación, Amortización y Agotamiento	(22.020.000)	(21.148.000)
7.05	Valor Agregado Neto Producido	132.860.000	109.363.000
7.06	Valor Agregado Recibido en Transferencia	6.675.000	3.477.000
7.06.01	Resultado de Participaciones en Inversiones	821.000	1.227.000
7.06.02	Ingresos Financieros	5.697.000	1.984.000
7.06.03	Otros	157.000	266.000
7.07	Valor Agregado Total a Distribuir	139.535.000	112.840.000
7.08	Distribución del Valor Agregado	139.535.000	112.840.000
7.08.01	Personal	14.949.000	14.366.000
7.08.01.01	Remuneración Directa	9.203.000	8.834.000
7.08.01.02	Beneficios	5.151.000	4.893.000
7.08.01.03	FGTS	595.000	639.000
7.08.02	Impuestos, Tasas y Contribuciones	75.789.000	58.219.000
7.08.02.01	Federales	50.996.000	35.835.000
7.08.02.02	Estaduais	24.416.000	22.087.000
7.08.02.03	Municipales	377.000	297.000
7.08.03	Remuneración de Capital de Terceros	31.981.000	35.156.000
7.08.03.01	Interés	18.973.000	21.654.000
7.08.03.02	Alquileres	13.008.000	13.502.000
7.08.04	Remuneración de Capital Propio	16.816.000	5.099.000
7.08.04.01	Intereses sobre el Capital Propio	652.000	-
7.08.04.03	Ganancias Retenidas / Pérdidas del Período	16.381.000	4.765.000
7.08.04.04	Participación de los No Controladores en las Ganancias Retenidas	(217.000)	334.000

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.

Si ocurrir la admisión de Petrobras en el segmento especial de listado denominado Nivel 2, de la B3, la Compañía, sus accionistas, administradores y miembros del Consejo Fiscal se sujetan a las disposiciones del Reglamento de Listado del Nivel 2 de Gobierno Corporativo de Brasil Bolsa Balcón - B3 (Reglamento del Nivel 2).

Las disposiciones del Reglamento del Nivel 2 prevalecerán sobre las disposiciones estatutarias, en las hipótesis de perjuicio a los derechos de los destinatarios de las ofertas públicas previstas en el Estatuto Social de la Compañía, excepto en cuanto a las hipótesis de asesoramiento previo a los accionistas realizado por el Comité de Minoritarios y eventual manifestación divergente del accionista controlador (artículo 30, párrafos 4° y 5° y artículo 40, párrafos 3° y 4° del Estatuto Social); (ii) disputas o controversias que se refieran a las actividades de Petrobras fundamentadas en el artículo 1° de la Ley 9.478/97, de acuerdo con lo dispuesto en el Estatuto Social, en lo que se refiere al interés público que justificó la creación de la Compañía; y (iii) disputas o controversias que involucran derechos indisponibles, según lo previsto en el artículo 58, párrafo único del 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.

Las actividades económicas vinculadas a su objeto social serán desarrolladas por la Compañía en carácter de libre competencia con otras empresas, según las condiciones de mercado, observados los demás principios y directrices de la Ley n° 9.478/97, y de la Ley n° 10.438/02.

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, conforme a lo previsto en el art. 1°, inciso V, de la Ley n° 9.478/97. El ejercicio de tal prerrogativa será objeto de la carta anual, suscrita por los miembros del Consejo de Administración, de que trata el artículo 13, inciso I, del Decreto n° 8.945/16.

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, conforme al Estatuto Social modificado para considerar las exigencias de la Ley nº 13.303/16, por el Decreto nº 8.945/16 y reglamento en el Nuevo Mercado, 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, y, 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, evaluarán y calcularán 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 intermedios

Las informaciones contables intermedias consolidadas e individuales de la Controladora fueron preparadas de acuerdo con los *International Financial Reporting Standards* (IFRS) emitidos por el *International Accounting Standards Board* (IASB) y también de conformidad con las prácticas contables adoptadas en Brasil por el Comité de Normas Contables (CPC) que fueron aprobadas por la *Comissão de Valores Mobiliários* (CVM).

Estas informaciones financieras intermedias se presentan con las alteraciones relevantes ocurridas en el período, sin repetición de determinadas notas explicativas previamente divulgadas, y consideran las informaciones consolidadas, que según la administración proporcionan una visión amplia de la posición patrimonial y financiera de la Compañía y del desempeño de sus operaciones, complementadas por algunas informaciones individuales de la controladora. Por lo tanto, estas informaciones financieras deben ser leídas en conjunto con los estados financieros anuales de la Compañía del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, que contemplan el conjunto completo de notas explicativas.

El Consejo de Administración de la Compañía, en reunión realizada el 2 de agosto de 2018, autorizó la divulgación de estas informaciones financieras trimestrales.

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

La Compañía reconoció, en el tercer trimestre de 2014, una baja en el monto de R\$ 6.194 (R\$ 4.788 en la Controladora) de gastos capitalizados, referente a la estimación de valores que Petrobras pagó adicionalmente en la adquisición de activos de propiedad, planta y equipo en períodos anteriores. Para más información sobre esta baja, ver nota 3 de los estados financieros anuales auditados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

En el preparo de los estados financieros del periodo finalizado el 30 de junio de 2018, la Compañía consideró todas las informaciones disponibles, no habiendo identificado ninguna información adicional que impactara la metodología de cálculo adoptada y, consecuentemente, el registro contable de bajas complementares. La Compañía ha monitoreado las investigaciones de la “Operación Lava Jato” efectuadas por las autoridades brasileñas y por la investigación interna independiente conducida por oficinas de abogacía. Como resultado, no fueron identificadas nuevas informaciones que cambiasen la baja de gastos adicionales capitalizados indebidamente que fue reconocida en el tercer trimestre de 2014, o impactasen de modo relevante la metodología adoptada por la Compañía. Petrobras seguirá monitorizando las investigaciones para obtener informaciones adicionales y evaluar su potencial impacto sobre los ajustes realizados.

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 49 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.

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 ese objetivo, ingresamos 15 acciones civiles públicas por actos de improbidad administrativa, enjuiciados por el Ministerio Público Federal por la Unión Federal, incluyendo solicitud de indemnización por daños morales.

A medida que las investigaciones de la "Operación Lava Jato" resulten en acuerdos de lenidad con empresas o acuerdos de colaboración con individuos que acceden a devolver recursos, Petrobras puede tener derecho a recibir una parte de tales recursos. No obstante, la Compañía no puede estimar de forma confiable cualquier valor recuperable adicional en este momento. Estos valores se reconocerán en el resultado del ejercicio como otros ingresos operacionales cuando se reciban o cuando su realización sea prácticamente cierta.

En ese sentido, hasta el primer semestre de 2018, Petrobras reconoció el resarcimiento de gastos referentes a la "Operación Lava Jato" en el monto acumulado de R\$ 1.477 (siendo R\$ 1.476 hasta el 31 de diciembre de 2017).

3.1. Investigaciones involucrando la Compañía

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

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

Considerando que las conclusiones de la SEC y del DoJ siguen en curso hasta la fecha, no es posible estimar la duración, el alcance o los resultados de dichas comprobaciones. 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.

En el 15 de diciembre de 2015, se editó la *Portaria de Inquérito Civil* nº 01/2015, por el Ministerio Público del Estado de São Paulo, instaurando una Inquisición Civil para determinar los posibles daños causados a los inversores en el mercado de valores mobiliarios, teniendo a Petrobras como Representada. La Compañía viene proporcionando toda la información pertinente.

4. Resumen de las principales prácticas contables

Las prácticas contables y los métodos de cálculo utilizados en la preparación de esas informaciones trimestrales consolidadas son los mismos adoptados en la preparación de los estados financieros anuales de la Compañía del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, excepto por la adopción, a partir del primer de enero de 2018, de los requerimientos contenidos en los pronunciamientos: NIIF 9 Financial Instruments, análogo al CPC 48 Instrumentos Financieros, incluso aquellos de la contabilidad de hedge; NIIF 15 Revenue from Contracts with Customers, análogo al CPC 47 Ingresos de Contratos con el cliente; y CINIIF 22 Foreign Currency Transactions and Advance Consideration, análogo al ICPC 21 Transacción en moneda extranjera y anticipo.

4.1. NIIF 9 Financial Instruments / CPC 48 Instrumentos Financieros

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

De acuerdo con las disposiciones transitorias previstas por la NIIF 9, la Compañía no presentó de nuevo sus estados financieros de períodos anteriores en relación a los nuevos requerimientos referentes a: clasificación y valoración de activos financieros, pérdida por deterioro del valor de los activos financieros y modificaciones en términos de activos y pasivos financieros. En estos casos, las diferencias en los valores contables de activos financieros y pasivos financieros resultantes de la adopción de la NIIF 9 el primer de enero de 2018 se reconocieron en ganancias acumuladas en el patrimonio neto. Las informaciones sobre los impactos consolidados el primer de enero de 2018 sobre los ítems del Balance General se presentan abajo:

Ítems del Balance General	En 31.12.2017	Ajuste por la adopción inicial del NIIF 9	Nota	En 01.01.2018
Activo Corriente				
Cuentas por cobrar, netas	16.446	(341)	4.1.3	16.105
Activo No Corriente				
Cuentas por cobrar, netas	17.120	(64)	4.1.3	17.056
Impuesto a las ganancias diferidos	11.373	484		11.857
Otros activos	10.202	(7)	4.1.3	10.195
Pasivo Corriente				
Financiaciones	23.160	3	4.1.2	23.163
Pasivo No Corriente				
Financiaciones	337.564	1.175	4.1.2	338.739
Patrimonio Neto				
Otros resultados integrales	(21.268)	(67)	4.1.1	(21.335)
Ganancias acumuladas	-	(989)		(989)
Atribuible a los accionistas no controladores	5.624	(51)		5.573

Los nuevos requerimientos de contabilidad de hedge se aplicaron de forma prospectiva. Las relaciones de hedge de flujo de efectivo de las exportaciones futuras altamente probables a efectos de la NIC 39 se consideraron como relaciones de protecciones continuas a efecto de la NIIF 9, ya que también se califican para la contabilización de hedge de acuerdo con el nuevo pronunciamiento.

A continuación se presentan las principales prácticas contables a partir del primer de enero de 2018 adoptadas en virtud de los requerimientos de la NIIF 9:

4.1.1. Clasificación y valoración de activos financieros

Los activos financieros se clasifican y miden después del reconocimiento inicial, con base en las características de los flujos de efectivo contractual y del modelo de negocio para gestionar el activo, de la siguiente manera:

- Costo amortizado: activo financiero (instrumento financiero de deuda) cuyo flujo de efectivo contractual resulta solamente de la recepción de principal e intereses sobre el principal en fechas específicas y cuyo modelo de negocio objetiva mantener el activo con el fin de recibir sus flujos de efectivo contractuales;
- Valor justo por medio de otros resultados integrales: activo financiero (instrumento financiero de deuda) cuyo flujo de efectivo contractual resulta solamente de la recepción de principal e intereses sobre el principal en fechas específicas y cuyo modelo de negocio objetiva tanto la recepción de los flujos de efectivo contractuales del activo como su venta, así como inversión en instrumento patrimonial no mantenido para negociación, que en el reconocimiento inicial la Compañía eligió de manera irrevocable por presentar cambios subsecuentes en el valor razonable de la inversión en otros resultados integrales; y
- Valor justo por medio del resultado: todos los demás activos financieros.

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

Clasificación original de acuerdo con CPC 38 / NIC 39	Valor contable original de acuerdo con CPC 38 / NIC 39 el 31 de diciembre de 2017			Nueva clasificación de acuerdo con CPC 48 / NIIF 9	Nuevo valor contable de acuerdo con CPC 48 / NIIF 9 el 1° de enero de 2018		
	Brasil	Extranjero	Total		Brasil	Extranjero	Total
Para negociación	3.531	-	3.531	Valor justo por medio del resultado	4.222	-	4.222
Disponibles para la venta	505	2.015	2.520	Valor justo por medio de otros resultados integrales	42	2.015	2.057
Mantenidos hasta el vencimiento	397	-	397	Costo amortizado	169	-	169
	4.433	2.015	6.448		4.433	2.015	6.448

4.1.2. Modificación de flujo de efectivo contractual de pasivos financieros

Los saldos contables de pasivos financieros medidos a costo amortizado cuyos términos contractuales se han modificado no reflejan sustancialmente el valor presente de sus flujos de efectivo bajo los nuevos términos, utilizando la tasa de interés efectiva original. La diferencia entre el saldo contable del instrumento remensado cuando hay la modificación no sustancial de sus términos y su saldo contable inmediatamente anterior a dicha modificación se reconoce como ganancia o pérdida en el resultado del período.

4.1.3. Pérdida por deterioro del valor de los activos (*Impairment*)

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

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

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

Aumento significativo del riesgo de crédito

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

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

La Compañía asume que el riesgo de crédito de instrumento financiero no ha aumentado significativamente desde su reconocimiento inicial cuando el instrumento financiero tiene un bajo riesgo de crédito en la fecha del balance. Para tales fines, el riesgo de crédito del instrumento financiero se considera bajo si el prestatario tiene una sólida capacidad para cumplir sus obligaciones de flujos de efectivo contractuales a corto plazo y los cambios adversos en las condiciones económicas y de negocios a largo plazo pueden, pero no necesariamente, reducir la capacidad del prestatario para cumplir sus obligaciones de flujos de efectivo contractuales. Bajo riesgo de crédito se determina en base a clasificaciones externas de riesgos y metodologías internas de evaluación.

Definición de incumplimiento (*default*)

La Compañía considera un activo financiero con incumplimiento (*default*) cuando:

- se produce retraso de recepción debido contractualmente en un plazo igual o superior a 90 (noventa) días; o
- la contraparte no cumple con la obligación legal de pago de sus deudas cuando sea debida.

Medición y reconocimiento de pérdidas de crédito esperadas

La pérdida de crédito esperada sobre un activo financiero se mide por la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales debidos a la Compañía y todos los flujos de efectivo que la Compañía espera recibir, descontados a la tasa efectiva original, ponderada por la probabilidad de pérdidas de crédito.

La medición de la pérdida de crédito esperada es función de: probabilidad de incumplimiento (*default*), pérdida dada al incumplimiento (la magnitud de la pérdida si se produce un *default*) y exposición al incumplimiento (*default*).

La evaluación de la probabilidad de incumplimiento (*default*) considera publicaciones de las principales agencias clasificadoras de riesgos, así como metodologías internas de evaluación. La pérdida, dado el incumplimiento, considera también la probabilidad de los flujos de efectivo esperados de la ejecución de la garantía (activos colaterales) y otras mejoras de crédito que son partes de los términos contractuales, menos los costos de obtención y venta de esas garantías. La exposición al incumplimiento (*default*) está representada por el valor contable bruto del activo financiero en la fecha del balance.

Presentación

Provisiones para *impairment* sobre activos financieros medidos por el costo amortizado son deducidas del valor contable bruto de los activos, teniendo como contrapartida ganancias o pérdidas en el resultado.

4.1.4. Contabilidad de Hedge

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

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

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

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

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

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

4.2. NIIF 15 *Revenue from Contracts with Customers* / CPC 47 Ingresos de contrato con el cliente

La Compañía determinó cuándo (o en qué medida) y por qué ingresos de contratos con clientes deben ser reconocidos de acuerdo con el modelo compuesto por los cinco pasos siguientes: 1) identificación del contrato con el cliente; 2) identificación de las obligaciones de performance; 3) determinación del precio de la transacción; 4) la asignación del precio a las obligaciones de performance; 5) reconocimiento cuando (o mientras) se cumple la obligación de performance. Una obligación de performance se considera satisfecha cuando (o a medida que) el cliente obtiene el control sobre el bien o servicio prometido.

De conformidad con las disposiciones transitorias previstas por la NIIF 15, la compañía adoptó el pronunciamiento retrospectivamente con el reconocimiento de los efectos de la aplicación inicial en ganancias acumuladas. Sin embargo, los cambios en función de la adopción de la NIIF 15 sólo cambiaron la forma en que ciertos ingresos de contratos con clientes se presentan en el estado de resultados de la Compañía. De esta forma, no se reconocieron impactos en ganancias acumuladas.

Se presentan a continuación los impactos en la demostración de resultado para el período finalizado el 30 de junio de 2018:

	Impactos de la adopción del NIIF 15				Saldos sin impactos del NIIF 15 en 30.06.2018
	En 30.06.2018	Agente	Ingresos de derechos no ejercidos (<i>breakage</i>)	Otros	
Ingresos de ventas	158.856	4.117	(450)	(77)	162.446
Costo de ventas	(100.460)	(4.117)	28	-	(104.549)
Ganancia bruta	58.396	-	(422)	(77)	57.897
Ingresos y gastos operativos	(23.915)	-	422	77	(23.416)
Ganancia antes del resultado financiero, participación e impuestos	34.481	-	-	-	34.481

Actuación de la Compañía como agente

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

Ingresos de derechos no ejercidos (*breakage*)

De acuerdo con las prácticas contables vigentes hasta el 31 de diciembre de 2017, la Compañía consideraba como ingresos de penalidades, presentados en la línea de "Otros ingresos (gastos) operativos, netos" en el estado de resultado, los ingresos provenientes de derechos no ejercidos por clientes en ciertos contratos con cláusulas 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 presentan como tales a partir del primer de enero de 2018.

4.3. CINIIF 22 *Foreign Currency Transactions and Advance Consideration* / ICPC 21 transacción en moneda extranjera y anticipo

La Compañía aplicó prospectivamente los requerimientos establecidos por el IFRIC 22 que aclaran que la fecha del tipo de cambio que se utilizará en el reconocimiento inicial del activo, del gasto o de los ingresos relacionados con determinados anticipos es la misma utilizada en el reconocimiento inicial del anticipo.

5. Uso de estimaciones

En la elaboración de la información contable es necesario utilizar estimaciones para ciertos activos, pasivos y otras transacciones. Estas estimaciones incluyen: reservas de petróleo y gas natural y sus impactos en otros ítems de los estados financieros, premisas y definición de las unidades generadoras de efectivo para la prueba de recuperabilidad de activos, beneficios de pensión y otros beneficios post-empleo, procesos judiciales y contingencias, costos con obligaciones de desmantelamiento de áreas, tributos diferidos sobre la ganancia, contabilidad de hedge de flujo de efectivo de exportación y pérdidas de crédito esperadas. Aunque la Administración utiliza premisas y juicios, revisados periódicamente, los resultados reales pueden diferir de esas estimaciones.

Para más información sobre las estimaciones pertinentes, véase la nota explicativa 5 de los estados financieros de 31 de diciembre de 2017, excepto por las pérdidas con cuentas incobrables que, debido a la adopción de las NIIF 9 / CPC 48, se deben medir de acuerdo con las pérdidas de crédito esperados, con base en la nota 4.1.3.

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

6. Efectivo y equivalentes al efectivo e Inversiones Financieras

6.1. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Efectivo y bancos	1.748	5.193
Inversiones financieras de corto plazo		
- En Brasil		
Fondos de inversión DI y transacciones comprometidas	8.801	3.889
Otros fondos de inversión	12	57
	8.813	3.946
- En el Exterior		
Time deposits	20.345	20.632
Auto Invest y cuentas remuneradas	31.314	37.337
Otras inversiones	3.316	7.386
	54.975	65.355
Total de las inversiones financieras de corto plazo	63.788	69.301
Total de efectivo y equivalentes al efectivo	65.536	74.494

Las principales aplicaciones de efectivo en el primer semestre de 2018 fueron para el cumplimiento del servicio de la deuda, incluyendo prepagos, en el total de R\$ 92.037, además de las inversiones en los segmentos de negocio por el monto de R\$ 20.023. Estas aplicaciones fueron sustancialmente proporcionadas por una generación de caja operativa de R\$ 47.813, captaciones de R\$ 27.231 y recibos por la venta de activos y de participaciones de R\$ 16.880.

Los fondos de inversión en Brasil tienen sus fondos invertidos en títulos públicos federales brasileños y en operaciones respaldadas en títulos públicos (comprometidas), 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.

La medición de las pérdidas de crédito esperadas sobre el efectivo en 30 de junio de 2018 resultó en valores inmateriales.

6.2. Inversiones financieras

	30.06.2018			Consolidado 01.01.2018		
	En Brasil	En el exterior	Total	En Brasil	En el exterior	Total
Valor justo por medio del resultado	4.060	-	4.060	4.222	-	4.222
Valor justo por medio de otros resultados integrales	26	-	26	42	2.015	2.057
Costo amortizado	174	-	174	169	-	169
Total	4.260	-	4.260	4.433	2.015	6.448
Corriente	4.060	-	4.060	4.222	2.015	6.237
No corriente	200	-	200	211	-	211

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

La medición de las pérdidas de crédito esperadas sobre las inversiones financieras medidas al costo amortizado o al valor razonable a través de otros resultados integrales al 30 de junio de 2018 resultó en valores inmateriales, y la clasificación de los saldos según se divulga en los estados financieros del 31 de diciembre de 2017 se presentan en la nota explicativa 4.1.

7. Cuentas por cobrar

7.1. Cuentas por cobrar, netas

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Cientes		
Cuentas por cobrar		
Terceros	26.553	23.138
Partes relacionadas		
Cuentas por cobrar con empresas participadas (nota 17.7)	1.799	1.752
Cuentas por cobrar del sector eléctrico (nota 7.4) (*)	16.157	17.362
	44.509	42.252
Otras cuentas por cobrar		
Terceros		
Cobros por desinversión (**)	4.909	2.885
Arrendamiento mercantil financiero	2.059	1.818
Otras	3.998	5.449
Partes relacionadas		
Subvención de Diesel (nota 17.7)	590	-
Cuentas petróleo y alcohol - créditos con el Gobierno Brasileño	829	829
	12.385	10.981
Total de cuentas por cobrar	56.894	53.233
Pérdidas de crédito esperadas - Terceros	(13.591)	(12.194)
Pérdidas de crédito esperadas - Partes Relacionadas	(4.827)	(7.473)
Total del cuentas por cobrar, netas	38.476	33.566
Corriente	19.385	16.446
No corriente	19.091	17.120

(*) Incluye el valor de R\$ 772 el 30 de junio de 2018 (R\$ 771 el 31 de diciembre de 2017) referente al arrendamiento mercantil financiero a recibir con empresa AME.

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

Las cuentas por cobrar que eran clasificadas de acuerdo con la NIC 39 / CPC 38 en la categoría de préstamos y recibibles, después de la adopción de la NIIF 9 / CPC 48, se clasifican en la categoría de costo amortizado, excepto para determinados recibibles con la formación de precio final después de la transferencia de control de los productos dependiente de la variación del valor de la *commodity*, clasificados en la categoría valor razonable por medio del resultado, cuyo valor a 30 de junio de 2018 totalizó R\$ 149, con base en la nota 4.1.3.

7.2. Aging del cuentas por cobrar - Terceros

	Consolidado			
	30.06.2018		31.12.2017	
	Cuentas por cobrar	PCE	Cuentas por cobrar	PCE
A vencer	23.573	(1.409)	19.053	(906)
Vencidos:				
Hasta 3 meses	685	(47)	1.972	(241)
De 3 a 6 meses	130	(57)	171	(120)
De 6 a 12 meses	340	(246)	275	(156)
Más de 12 meses	12.791	(11.832)	11.819	(10.771)
Total	37.519	(13.591)	33.290	(12.194)

7.3. Movimiento de las pérdidas de crédito esperadas - PCE

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Saldo inicial	19.667	17.682
Adopción inicial de la NIIF 9	405	-
Adiciones	1.548	2.269
Bajas	(4.006)	(349)
Transferencia de activos mantenidos para la venta	21	-
Ajustes por diferencias de cambio	783	65
Saldo final	18.418	19.667
Corriente	7.244	6.842
No corriente	11.174	12.825

En el primer semestre de 2017, la Compañía reconoció pérdidas en cuentas por cobrar por valor de R\$ 1.458.

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

	Consolidado					
	Montos a recibir fuera del alcance de					
Sector Eléctrico (Sistema Aislado de Energía)	los CCDs	CCD 2014	CCD 2018	Arrendamiento mercantil	Otros	Total
Cuentas por cobrar	7.878	10.277	-	771	12	18.938
(-) Pérdidas de crédito esperadas	(7.235)	(1.097)	-	-	(12)	(8.344)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	643	9.180	-	771	-	10.594
Ventas	2.235	-	-	-	-	2.235
Recibos	(1.406)	(484)	(191)	(76)	(9)	(2.166)
Intereses	84	240	11	82	-	417
No reconocimiento de montos a recibir	(3.945)	-	-	(5)	-	(3.950)
Acuerdo en 30/04/2018	-	434	1.634	-	-	2.068
Ajuste a valor justo	-	-	304	-	-	304
(Provisión) reversión de pérdidas de crédito esperadas	(1.011)	(372)	(1)	-	9	(1.375)
Baja de pérdidas de crédito esperadas	3.945	-	-	-	-	3.945
Saldo el 30 de junio de 2018	545	8.998	1.757	772	-	12.072
Cuentas por cobrar	4.846	10.467	1.758	772	3	17.846
(-) Pérdidas de crédito esperadas	(4.301)	(1.469)	(1)	-	(3)	(5.774)
Saldo el 30 de junio de 2018	545	8.998	1.757	772	-	12.072

	Cuentas por Cobrar	Pérdidas de Crédito Esperadas	Total
Partes Relacionadas			
Amazonas Energia - AME	14.393	(3.976)	10.417
Centrais Elétricas de Rondônia - CERON	1.297	(529)	768
Otros	467	(101)	366
	16.157	(4.606)	11.551
Terceros			
Cia de Gás do Amazonas - CIGÁS	598	(108)	490
Cia de Eletricidade do Amapá - CEA	826	(826)	-
Otros	265	(234)	31
	1.689	(1.168)	521
Saldo el 30 de junio de 2018	17.846	(5.774)	12.072
Saldo el 31 de diciembre de 2017	18.938	(8.344)	10.594

El sistema Petrobras suministra aceite combustible y gas natural, entre otros productos, para concesionarias de distribución de energía controladas por Eletrobras y productores independientes de energía (PIE) integrantes de sistemas aislados de energía en la región norte del país. Los sistemas aislados corresponden a sistemas de producción y transmisión de energía eléctrica no conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

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

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

La Compañía realizó diversas medidas para la protección de sus derechos, incluyendo acciones de cobranza ante el Poder Judicial para recibir la totalidad de los créditos inadimplidos post CCDs 2014, así como la suspensión de suministros a plazo. Así, al 31 de diciembre de 2017 el total de R\$ 8.344 del saldo de recibibles relativos al sector eléctrico encontraban con provisión para pérdidas de créditos, principalmente en función del histórico de incumplimientos de empresas integrantes de los sistemas aislados para las ventas fuera del alcance de los CCDs 2014.

Al final de 2017, las distribuidoras de energía eléctrica controladas por Eletrobras se incluyeron en el *Programa de Parcerias de Investimentos - PPI*, programa creado por el gobierno federal que prevé nuevas inversiones en proyectos de infraestructura y de desestatización, y el proceso de privatización de las concesionarias de distribución del grupo Eletrobras, se realizaron nuevas negociaciones para la composición de un acuerdo para resolver las disputas judiciales y mitigar nuevos incumplimientos.

De esta forma, Petrobras y BR Distribuidora celebraron con Eletrobras y sus concesionarias de distribución de energía, el 30 de abril de 2018, instrumentos contractuales para recomponer las garantías previstas en los CCDs 2014 y nuevos CCDs (CCDs 2018) que abarca parte de los montos a recibir cobrados judicialmente. Adicionalmente, las partes también celebraron Instrumentos de Asunción de Deudas, donde una significativa parte de la deuda será asumida por Eletrobras en caso de privatización de las distribuidoras.

Ante la mejora en el riesgo de crédito de Eletrobras, el acuerdo contempló la sustitución de las garantías anteriores en los CCDs 2014 por garantía corporativa directa de Eletrobras (54%), además de garantías respaldadas a créditos junto al Tesoro Nacional (34%) y nuevas prendas de créditos de la CDE (12%).

Sin embargo, el efectivo cambio de las garantías respaldadas a créditos ante el Tesoro Nacional, que estaba prevista hasta el 30 de junio de 2018, no fue posible en función de la Medida Provisional 814/17 haber perdido su eficacia el primer de junio de 2018. Además, el proyecto de Ley 10.332/18, cuyo texto actual restablece las condiciones anteriores de las garantías, fue aprobado por la Cámara de Diputados el 11 de julio de 2018 y se encuentra en trámite legislativo en el Senado Federal, pero solamente generará efectos cuando convertido en ley. En cuanto a los nuevos créditos de la CDE, las tratativas de Eletrobras ante los órganos responsables en la obtención de documentación adecuada para respaldar la firma del contrato de prenda respectivo siguen en curso.

En función de la necesidad de estiramiento de los plazos para la reconstitución de las garantías respaldadas a créditos junto al Tesoro Nacional y de las nuevas prendas de créditos de la CDE, la Compañía reconoció pérdidas de créditos esperadas en el monto de R\$ 372, con base en la actual reducción en la efectividad de las garantías de los CCDs 2014. Los términos de los aditivos contractuales se están negociando para reflejar las nuevas condiciones en los instrumentos ya firmados y garantizar para ambas la seguridad jurídica necesaria para la transacción. El 30 de junio de 2018, el saldo de los CCDs 2014, netos de PCE, totalizó R\$ 8.998.

Los CCDs 2018 abarcan montos a recibir bajo disputas judiciales provenientes de suministros de aceite combustible y gas natural vencidos a partir de diciembre de 2014, totalizando R\$ 6.100, y prevén la liquidación financiera en 36 parcelas mensuales y sucesivas, actualizadas por el 124,75% del CDI. Este valor incluye R\$ 4.500 referentes a BR, con garantías corporativas de Eletrobras hasta la privatización de las distribuidoras, siendo que el escenario de no privatización de las distribuidoras es factor de pérdida de las garantías. Los R\$ 1.600 restantes se refieren a Petrobras y cuentan con garantía corporativa de Eletrobras hasta la efectiva privatización de las distribuidoras, siendo ésta mantenida en caso de no privatización. El 30 de junio de 2018, el saldo de los CCDs 2018, netos de PCE, totalizó R\$ 1.757.

Como resultado del acuerdo de 30 de abril de 2018, la Compañía reconoció una ganancia de R\$ 2.068 en el resultado financiero, principalmente en función de los recibibles en el contexto de los CCDs 2018, que en gran parte estaban bajo disputas judiciales y con provisiones, los cuales fueron reconocidos por sus valores justos considerando las modificaciones sustanciales en sus términos contractuales.

En el primer semestre de 2018, la Compañía reconoció pérdidas de créditos esperadas en el valor de R\$ 1.375 (R\$ 72 en el primer semestre de 2017), constituidas principalmente por el suministro corriente de gas y por el escenario actual de menor efectividad de las garantías relacionadas a los CCDs 2014.

8. Inventarios

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Aceite crudo	16.993	12.065
Derivados del petróleo	10.355	9.309
Productos intermedios	2.738	2.027
Gas natural y GNL (*)	494	222
Biocombustibles	596	572
Fertilizantes	153	83
Total de productos	31.329	24.278
Materiales, suministros y otros	4.205	3.803
Total	35.534	28.081

(*) GNL - Gas Natural Licuado

Los inventarios consolidados se presentan netos de provisión, para el ajuste a su valor neto de realización, y estos ajustes se derivan principalmente de las fluctuaciones en los precios internacionales del aceite crudo y derivados y cuando constituidos son reconocidos en el resultado del ejercicio como costo de ventas. El 30 de junio de 2018, hubo constitución de provisión de R\$ 55 (R\$ 249 en el primer semestre de 2017).

El 30 de junio de 2018, la Compañía poseía un volumen de inventarios de aceite crudo y/o derivados del petróleo dado como garantía de los Termos de Compromisso Financeiro - TCF, firmados en 2008 con Petros, por el valor de R\$ 16.720 (R\$ 13.454 en 31 de diciembre de 2017), como se describe en la nota explicativa 20.1.

9. 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 y es compuesta por proyectos que siguen los procedimientos de sistemática de desinversiones revisada y aprobada por el *Tribunal de Contas da União* (TCU). 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 3 de julio de 2018, se dictó una decisión cautelar por el Supremo Tribunal Federal, en el ámbito de la Acción Directa de Inconstitucionalidad (ADI 5624 MC/DF), que cuestiona dispositivos de la Ley de las Estatales (Ley 13.303/2016), que suspendió los procesos competitivos para la formación de alianzas en refino y que resultan en enajenación de control. Así, las siguientes desinversiones están suspendidas:

- Araucaria Nitrogenados S.A. ;
- Transportadora Asociada de Gás (TAG). Este proceso ya estaba suspendido en razón de decisión de la 4ª Clase del Tribunal Regional Federal de la 5ª Región;
- Alianzas en las refinerías Landulpho Alves (RLAM) y Abreu y Lima (RNEST), así como en las refinerías Alberto Pasqualini (REFAP) y Presidente Getúlio Vargas (REPAR), por medio de la creación de subsidiarias, y posterior enajenación de sus acciones.

9.1 Ventas de activos

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

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

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

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

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

Venta de Liquigás

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

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

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

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

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 millones, sujeto a ajustes debido a las variaciones de capital de trabajo, a la posición de la deuda neta e impuestos a recibir, que serán pagados al cierre de la operación. Alpek es una empresa de México del Grupo Alfa, S.A.B. de C.V. (Alfa), de capital negociado.

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

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

El 30 de abril de 2018, Petrobras finalizó la operación de venta del 100% de las acciones en PetroquímicaSuape y en Citepe para las subsidiarias de la empresa Alpek. La operación fue concluida con la recepción por Petrobras de R\$ 1.523 (US\$ 435 millones), después de ajustes previstos en el contrato de compra y venta y cumplimiento de todas las condiciones precedentes.

En función de la variación del precio de venta al cierre de la operación, la Compañía constató una reversión de *impairment* de R\$ 277, reconocida en otros gastos operativos.

Alianza Estratégica entre Petrobras y Total

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

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

El 28 de febrero de 2017, Petrobras y la empresa Total firmaron contratos de compra y venta de los referidos activos en el valor de US\$ 1,675 mil millones por los activos y servicios, sujeto a ajuste de precio, además de pagos contingentes en el valor de US\$ 150 millones, asociados al volumen producido en el campo de Lapa. Adicionalmente, Total pondrá a disposición una línea de crédito de largo plazo, en el monto de US\$ 400 millones, que podrá ser utilizada para financiar las inversiones de Petrobras en los campos del área de lara.

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

El 15 de enero de 2018, frente al cumplimiento de las condiciones precedentes relativas a las cesiones de derechos, Petrobras y Total concluyeron las transacciones referentes a la cesión de derechos del 35% de Petrobras a Total, así como la operación, del campo de Lapa en el bloque BM-S-9A, en el pre-sal de la Cuenca de Santos, además de la Cesión de derechos del 22,5% de Petrobras para Total del área de lara, que contiene los campos de Sururu, Berbigão y Oeste de Atapu, en el bloque BM-S-11A, en el pre-sal de la Cuenca de Santos.

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

El 30 de junio de 2018, Petrobras y Total continúan en negociación en relación a la alianza en Termobahia. De esta forma, los activos y pasivos correspondientes objetos de esa transacción permanecen clasificados como mantenidos para la venta.

Cesión de Derechos del Campo de Azulão

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

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

Asociación Estratégica entre Petrobras y Equinor (exStatoil)

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

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

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

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

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

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

Con la finalización de la operación se verificó una pérdida de R\$ 801, reconocida en otros gastos operativos.

Todas las condiciones precedentes para la conclusión de esta transacción se cumplieron, incluyendo la aprobación por la *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis* (ANP) y el *Conselho Administrativo de Defesa Econômica* (CADE) y la negociación de contratos de uso de facilidades de producción y de compra de gas asociado por Petrobras, quedando sólo el ajuste de precio final a ser realizado en hasta 120 días después del cierre de la operación.

Venta de empresas de distribución en Paraguay

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

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

La conclusión de la transacción está sujeta a los trámites de aprobación según las normas y leyes del Paraguay y demás condiciones anteriores. De esta forma, los activos y pasivos correspondientes objetos de esa transacción están clasificados como mantenidos para la venta, el 30 de junio de 2018.

9.2. Activos clasificados como mantenidos para venta

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

					30.06.2018	Consolidado 31.12.2017
	E&P	Distribución	Abastecimiento o Gas & Energía		Total	Total
Activos clasificados como mantenidos para venta						
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	145	-	-	145	26
Cuentas por cobrar	-	137	-	-	138	540
Inventarios	-	230	-	-	230	423
Inversiones	-	3	-	-	3	17
Propiedad, planta y equipo	13	262	-	313	588	15.562
Otros	-	438	-	-	438	1.024
Total	13	1.215	-	313	1.542	17.592
Pasivos asociados a activos mantenidos para venta						
Proveedores	-	71	-	-	71	334
Financiaciones	-	-	-	-	-	-
Provisión para desmantelamiento de áreas	-	-	-	-	-	563
Otros	-	94	-	-	94	398
Total	-	165	-	-	165	1.295

El 30 de junio de 2018, los activos y pasivos transferidos después de la aprobación de la venta son: Térmicas Rômulo Almeida, Celso Furtado y las empresas PPDL UK, PPOL y PPG. A 31 de diciembre de 2017, los activos y pasivos transferidos después de la aprobación de venta también comprendían los activos y pasivos de Liquigás, PetroquímicaSuape y Citepe, la cesión de derechos de áreas de concesión Iara y Lapa, la totalidad en la participación en el campo de Azulão y 25% en el campo de Roncador.

9.3. Otras reestructuraciones societarias

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 previa 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 inversiones financieras disponibles para la venta.

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

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

10. Inversiones

10.1. Cambios en las inversiones (Controladora)

	Saldo el 31.12.2017	Contribución de capital	Reorganizacio nes, reducción de capital y otros	Resultados de participación en inversiones (*)	Ajustes por diferencias de cambio (CTA)	Otros resultados integrales	Dividendos	Saldo el 30.06.2018
Subsidiarias								
PNBV	87.093	-	(252)	3.780	15.261	-	-	105.882
PIB BV(**)	25.290	3.107	(474)	251	5.019	-	-	33.193
TAG	12.347	-	-	906	-	205	(1.497)	11.961
BR Distribuidora	5.986	-	(126)	304	-	-	(584)	5.580
Transpetro	4.102	-	-	70	170	-	(83)	4.259
PB-LOG	2.937	-	-	366	-	-	(777)	2.526
PBIO	1.490	-	-	49	-	-	-	1.539
Gaspetro	994	-	-	75	-	-	(55)	1.014
Breitener	678	-	-	46	-	-	(22)	702
Logigás	621	-	-	132	-	-	(147)	606
Araucária Nitrogenados	175	264	-	(190)	-	-	-	249
Termomacacé Ltda	86	-	-	(56)	-	-	-	30
Liquigás	-	-	1.071	2	-	-	(43)	1.030
Otras subsidiarias	1.041	-	298	(197)	(8)	(113)	(168)	853
Operaciones en conjunto	223	-	-	28	-	-	(48)	203
Negocios controlados en conjunto	264	11	-	62	-	3	(61)	279
Asociadas								
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	1.094	-	-	93	-	-	(103)	1.084
Otras asociadas	4.916	-	-	598	348	(669)	(558)	4.635
Subsidiarias, operaciones/negocios en conjunto y asociadas	149.337	3.382	517	6.319	20.790	(574)	(4.146)	175.625
Otras inversiones	19	-	-	-	-	-	-	19
	149.356	3.382	517	6.319	20.790	(574)	(4.146)	175.644
Provisión para pérdida en subsidiarias				269				
Resultado de empresas clasificadas como mantenidas para venta				(34)				
				6.554				

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

(**) Las contribuciones de capital fueron, principalmente, para pago de deuda.

La adopción inicial de la NIIF 9 cambió la inversión en las subsidiarias PNBV (R\$ 252), PIB BV (R\$ 474) y BR Distribuidora (R\$ 126), en virtud de la modificación de flujo de caja contractual de pasivos financieros y de pérdidas en el valor recuperable de activos financieros.

10.2. Cambios en las inversiones (Consolidado)

	Saldo el 31.12.2017	Contribución de capital	Reorganizacio nes, reducción de capital y otros	Resultados de participación en inversiones	Ajustes por diferencias de cambio (CTA)	Otros resultados integrales	Dividendos	Saldo el 30.06.2018
Negocios conjuntos								
Petrobras Oil & Gas B.V. - PO&G	4.664	-	-	17	636	-	(842)	4.475
Distribuidoras de gas natural de los estados	1.140	1	-	134	-	-	(147)	1.128
Compañía Mega S.A. - MEGA	163	-	-	(47)	180	-	-	296
Sector petroquímico	95	-	(3)	31	-	-	(22)	101
Otras empresas	346	68	2	(4)	-	3	(41)	374
Asociadas								
Nova Transportadora do Sudeste - NTS	1.094	-	-	93	-	-	(103)	1.084
Sector petroquímico	4.833	-	-	581	348	(669)	(543)	4.550
Otras empresas	158	28	12	15	2	-	-	215
Otras inversiones	61	-	-	1	2	-	-	64
Total de las inversiones	12.554	97	11	821	1.168	(666)	(1.698)	12.287

10.3. Inversiones en asociadas con acciones negociadas en las bolsas

Empresa	Lote de mil acciones		Tipo	Cotización en la bolsa de valores (R\$ por acción)		Valor de mercado		
	30.06.2018	31.12.2017		30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	
Asociada								
Braskem S.A.	212.427	212.427	Ordinaria	48,77	43,50	10.360	9.241	
Braskem S.A.	75.793	75.793	Preferida A	50,76	42,87	3.846	3.248	
						14.206	12.489	

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

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

Braskem es una compañía de capital abierto, con acciones negociadas en bolsas de valores en Brasil y en el exterior. Con base en las cotizaciones de mercado en Brasil, el 30 de junio de 2018, la participación de Petrobras en las acciones ordinarias (47,0% del total) y en las acciones preferenciales (21,9% del total) de Braskem, fue evaluada en R\$ 14.206. Sin embargo, sólo aproximadamente el 3% de las acciones ordinarias de esta empresa son de titularidad de no signatarios del Acuerdo de Accionistas y su negociación es extremadamente limitada.

En 18 de julio de 2017, Petrobras inició tratativas con Odebrecht S.A. para promover la revisión de los términos y condiciones del Acuerdo de Accionistas de Braskem SA, celebrado el 08 de febrero de 2010, con el objetivo de perfeccionar la gobernanza corporativa de Braskem y la relación societaria entre las partes, buscando la creación de valor para todos los accionistas.

El 14 de junio de 2018, Petrobras recibió correspondencia de Odebrecht SA, accionista controladora de Braskem S.A., en la que comunica que inició tratos con LyondellBasell, compañía abierta con sede en Rotterdam, para una posible transacción que implica la transferencia de la totalidad de la participación detenida por Odebrecht en el capital de Braskem. Las negociaciones se encuentran en fase preliminar y las partes celebraron un acuerdo de confidencialidad.

La transacción todavía está sujeta, entre otras condiciones, a la conclusión de *due diligence*, negociaciones de los contratos definitivos y obtenciones de las aprobaciones necesarias, no habiendo aún ninguna obligación vinculante entre las partes para la efectiva conclusión de la transacción.

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

Considerando la relación operativa entre Petrobras y Braskem, a 31 de diciembre de 2017, se realizó una prueba de recuperabilidad de la inversión en esa coligada con base en su valor en uso, proporcional a la participación de la compañía en el valor presente de los flujos de caja futuros estimados de Braskem, representando flujos futuros de dividendos y otras distribuciones de la inversión. Las evaluaciones de recuperabilidad no indicaron la existencia de pérdidas por *impairment*.

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

11. Propiedad, planta y equipo

11.1. Por tipo de activos

					Consolidado	Controladora
	Terrenos, edificaciones y mejoras	Equipos y otros bienes (*)	Activos en construcción (**)	Gastos c/exploración y desarrollo (campos productores de petróleo y gas) (***)	Total	Total
Saldo el 01 de enero de 2017	22.756	256.571	125.702	166.847	571.876	424.771
Adiciones	6	3.720	35.232	98	39.056	26.930
Reconocimiento / revisión de los costos de desmantelamiento de áreas	-	-	-	14.617	14.617	14.366
Intereses capitalizados	-	-	6.299	-	6.299	4.593
Bajas	(47)	(19)	(1.745)	(113)	(1.924)	(1.708)
Transferencias (****)	1.007	10.406	(24.259)	9.766	(3.080)	546
Depreciación, amortización y agotamiento	(1.393)	(23.383)	-	(17.115)	(41.891)	(31.793)
"Impairment" - constitución	(470)	(3.041)	(1.842)	(2.895)	(8.248)	(6.516)
"Impairment" - reversión	169	2.698	536	2.247	5.650	4.347
Ajuste por diferencias de cambio	20	1.156	733	93	2.002	-
Saldo el 31 de diciembre de 2017	22.048	248.108	140.656	173.545	584.357	435.536
Costo	32.795	425.419	140.656	286.112	884.982	664.479
Depreciación, amortización y agotamiento acumulado	(10.747)	(177.311)	-	(112.567)	(300.625)	(228.943)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	22.048	248.108	140.656	173.545	584.357	435.536
Adiciones	9	2.181	16.791	11	18.992	21.484
Reconocimiento / revisión de los costos de desmantelamiento de áreas	-	-	-	86	86	-
Intereses capitalizados	-	-	3.377	-	3.377	2.578
Bajas	(157)	(26)	(460)	(18)	(661)	(653)
Transferencias (****)	755	5.493	(17.354)	13.071	1.965	100
Depreciación, amortización y agotamiento	(762)	(11.158)	-	(9.893)	(21.813)	(16.956)
"Impairment" - constitución	-	-	(137)	-	(137)	(72)
Ajuste por diferencias de cambio	127	12.475	5.572	1.144	19.318	-
Saldo el 30 de junio de 2018	22.020	257.073	148.445	177.946	605.484	442.017
Costo	33.444	452.695	148.445	297.618	932.202	682.907
Depreciación, amortización y agotamiento acumulado	(11.424)	(195.622)	-	(119.672)	(326.718)	(240.890)
Saldo el 30 de junio de 2018	22.020	257.073	148.445	177.946	605.484	442.017

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

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

(**) Los saldos por área de negocio se presentan en la nota explicativa 27.

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

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

Las inversiones realizadas por la Compañía en el primer semestre de 2018 se destinaron principalmente al desarrollo de la producción de campos de petróleo y gas natural, prioritariamente en el polo pre-sal de la Cuenca de Santos, con destaque para los campos de Lula, Búzios, Atapu y área de Libra.

Propiedad, planta y equipo del Consolidado y de la Controladora incluye bienes provenientes de contratos de arrendamiento que transfieren los beneficios, riesgos y controles por el monto de R\$ 382 y de R\$ 5.891, respectivamente (R\$ 390 y R\$ 5.969 el 31 de diciembre de 2017).

11.2. Derecho de exploración de petróleo - Cesión onerosa

Petrobras y el Gobierno Federal firmaron, en 2010, el Contrato de Cesión Onerosa, por lo cual el Gobierno Federal cedió a Petrobras el derecho de ejercer actividades de investigación y extracción de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos localizados en el área del Pre-Sal, con producción limitada al volumen máximo de cinco mil millones de barriles equivalentes de petróleo, en un período máximo de cuarenta años, renovables por cinco años bajo ciertas condiciones. Como contraparte, Petrobras ha pagado al Gobierno Federal el monto de R\$ 74.808 que, el 30 de junio de 2018, está registrado en propiedad, planta y equipo de la Compañía.

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

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

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

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

Con el volumen de informaciones adquiridas a través de la perforación de más de 50 pozos y de pruebas de producción de larga duración, y con el amplio conocimiento adquirido en el 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 15 de enero de 2018, la Unión Federal instituyó, mediante Portaria Interministerial 15/2018, la Comisión Interministerial con la finalidad de negociar y concluir los términos de la revisión del Contrato.

Con la institución de las comisiones y la puesta a disposición de los laudos contratados por Petrobras y por la ANP, se encuentran en marcha las 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 partes, Gobierno y la Compañía, construir un acuerdo relacionado al resarcimiento a Petrobras en el proceso de revisión del Contrato. Con el fin 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 está siendo acompañado por el Comité de Accionistas Minoritarios, compuesto por dos consejeros elegidos por los accionistas minoritarios y por un miembro externo independiente con notorio saber en el área de análisis técnico financiero de proyectos de inversión, emitiendo opinión que respalde decisiones del Consejo de Administración al respecto.

El 5 de julio de 2018, la Cámara de Diputados aprobó el Proyecto de Ley que altera el Contrato de la Cesión Onerosa firmado en 2010, viabilizando la revisión de los términos del contrato y la subasta de excedentes del área, concediendo a Petrobras la posibilidad de transferencia parcial a terceros de áreas contratadas bajo este régimen. Para entrar en vigor, el Proyecto de Ley necesita ser aprobado también por el Senado Federal y sancionado por el Presidente de la República.

12. Activos Intangibles

12.1. Por tipo de activos

					Consolidado	Controladora
	Derechos y concesiones	Software		Plusvalía	Total	Total
		Adquiridos	Desarrollados Internamente			
Saldo el 01 de enero de 2017	8.725	222	998	718	10.663	8.764
Adiciones	3.035	51	194	-	3.280	3.145
Intereses capitalizados	-	-	14	-	14	14
Bajas	(256)	-	(8)	-	(264)	(34)
Transferencias	(5.376)	5	-	-	(5.371)	(5.257)
Amortización	(64)	(91)	(323)	-	(478)	(366)
"Impairment" - constitución	(108)	(1)	-	-	(109)	(2)
Ajuste por diferencias de cambio	3	-	-	2	5	-
Saldo el 31 de diciembre de 2017	5.959	186	875	720	7.740	6.264
Costo	6.637	1.638	4.055	720	13.050	10.266
Amortización acumulada	(678)	(1.452)	(3.180)	-	(5.310)	(4.002)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	5.959	186	875	720	7.740	6.264
Adiciones	9	48	81	-	138	101
Intereses capitalizados	-	-	6	-	6	6
Bajas	(42)	-	-	-	(42)	(38)
Transferencias	(2)	22	(12)	42	50	(4)
Amortización	(27)	(44)	(136)	-	(207)	(156)
"Impairment" - constitución	-	-	-	-	-	-
Ajuste por diferencias de cambio	17	1	-	23	41	-
Saldo el 30 de junio de 2018	5.914	213	814	785	7.726	6.173
Costo	6.748	1.821	4.150	785	13.504	10.319
Amortización acumulada	(834)	(1.608)	(3.336)	-	(5.778)	(4.146)
Saldo el 30 de junio de 2018	5.914	213	814	785	7.726	6.173
Tiempo de vida útil estimado en años	(¹)	5	5	Indefinida		

(¹) Consiste, principalmente, en activos con vida útil indefinida. La evaluación de la vida útil indefinida es revisada anualmente para determinar si sigue siendo justificable.

El 29 de marzo de 2018, Petrobras adquirió siete bloques en la 15ª Ronda de Licitaciones en el Régimen de Concesión, realizada por la Agencia Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). En la Cuenca de Campos, se adquirieron dos bloques en sociedad con Exxon y Statoil, los cuales serán operados por Petrobras, y dos bloques en sociedad con Exxon y Qatar Petroleum, los cuales serán operados por Exxon. En la Cuenca Potiguar, se adquirieron dos bloques en sociedad con Shell, los cuales serán operados por Petrobras, y uno con 100% de participación de Petrobras.

El valor total de la prima de contrato a ser pagado por la Compañía hasta septiembre de 2018 es de R\$ 2,2 mil millones.

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

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

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

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Costos exploratorios reconocidos en el Activo ^(*)		
Propiedad, planta y equipo		
Saldo inicial	14.957	16.728
Adiciones	1.136	2.543
Bajas	(12)	(345)
Transferencias	(650)	(3.974)
Ajuste por diferencias de cambio	60	5
Saldo final	15.491	14.957
Activos intangibles	4.558	4.599
Total de costos exploratorios capitalizados	20.049	19.556

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

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

	Consolidado			
	2018		2017	
	Abr-Jun	Ene-Jun	Abr-Jun	Ene-Jun
Costos exploratorios reconocidos en los estados de resultados				
Gastos con geología y geofísica	271	566	302	568
Proyectos sin viabilidad económica (incluyendo pozos secos y bonos de firma)	206	232	300	324
Penalizaciones contractuales de contenido local	88	204	-	-
Otros gastos de exploración	19	24	1	7
Total de los gastos	584	1.026	603	899
Efectivo utilizado en las actividades				
Operativas	290	590	315	587
Inversiones	590	1.318	724	1.374
Total de efectivo utilizado	880	1.908	1.039	1.961

En el primer semestre de 2018, Petrobras reconoció una provisión de R\$ 204 derivada de potenciales penas contractuales por el no cumplimiento a los porcentuales mínimos exigidos de contenido local para 125 bloques con fase exploratoria cerrada.

14. Proveedores

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Terceros en Brasil	12.901	12.144
Terceros en el exterior	5.349	4.564
Partes relacionadas	2.519	2.369
Saldo total en el pasivo corriente	20.769	19.077

15. Financiaciones

15.1. Saldo por tipo de financiación

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Mercado Bancario	39.044	41.924
Mercado de Capitales	12.037	12.070
Bancos de fomento	16.340	18.428
Otros	141	124
Total en Brasil	67.562	72.546
Mercado Bancario	105.805	103.420
Mercado de Capitales	162.580	171.721
Agencia de Crédito a la Exportación	15.897	12.142
Otros	1.026	895
Total en el extranjero	285.308	288.178
Total de financiaciones	352.870	360.724
Corriente	15.266	23.160
No corriente	337.604	337.564

Los contratos de financiaciones vigentes el primer de enero de 2018, cuyos términos contractuales fueron objetos de cambios de deudas que no involucraron liquidaciones financieras y resultaron en modificaciones, ya que sus respectivos términos no fueron alterados sustancialmente, tuvieron sus valores remensados para reflejar el cambio de práctica contable descrito en la nota explicativa 4.1, cuyo efecto es un aumento de R\$ 1.178 en el saldo de financiaciones en contrapartida de ganancias acumuladas.

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

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

	Saldo el 31.12.2017	Adopción del NIIF 9	Captaciones	Amortizaciones de Principal (*)	Amortizaciones de Intereses (*)	Cargas incurridas en el período (**)	Diferencias monetarias y cambiarias	Ajustes por diferencias de cambio	Saldo el 30.06.2018
Brasil	72.546	215	6.740	(12.680)	(2.138)	2.494	(50)	438	67.565
Extranjero	288.178	963	20.634	(66.845)	(8.173)	7.681	5.351	37.516	285.305
Total	360.724	1.178	27.374	(79.525)	(10.311)	10.175	5.301	37.954	352.870

Adquisición de propiedad, planta y equipo a plazo	(143)	-	-							
Gastos con restructuración de deuda	-	(2.027)	-							
Depósitos vinculados a financiaciones	-	9	(220)							
Cambio de arrendamiento financiero	-	37	-							
Flujo de efectivo de las actividades de financiación	27.231	(81.506)	(10.531)							

(*) Incluye prepagos.

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

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

De enero a junio de 2018, la Compañía captó R\$ 27.231, destacándose: (i) oferta de títulos en el mercado de capitales internacional (*Global Notes*) con vencimientos en 2029, por valor de R\$ 6.359 (US\$ 1.962 millones); (ii) captaciones en el mercado bancario nacional e internacional, con vencimientos de aproximadamente 6,5 años en promedio, por el valor total de R\$ 17.038; y (iii) captación de R\$ 3.549 en financiamientos con agencias de crédito a la exportación.

Adicionalmente, la Compañía liquidó diversos préstamos y financiaciones, destacándose: (i) la recompra y/o rescate de R\$ 41.228 (US\$ 11.760 millones) de títulos en el mercado de capitales internacional, con el pago de premio neto a los titulares de los títulos que entregaron sus papeles en la operación por valor de R\$ 1.154; (ii) el prepago de R\$ 31.809 de préstamos en el mercado bancario nacional e internacional; y (iii) prepago de R\$ 2.385 de financiaciones junto al BNDES.

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

Vencimiento en	2018	2019	2020	2021	2022	2023 adelante	Total (**)	Consolidado Valor razonable
Financiaciones en Dólares								
Estadunidenses (US\$)(*):	7.155	4.893	13.144	22.108	33.293	183.031	263.624	303.174
Indexadas al tipo variable	3.030	4.643	12.893	12.392	27.133	62.976	123.067	
Indexadas al tipo fijo	4.125	250	251	9.716	6.160	120.055	140.557	
Tasa promedio de financiaciones	5,0%	6,0%	6,0%	6,0%	5,9%	6,5%	6,2%	
Financiaciones en Reales (R\$):	2.550	4.828	10.806	8.458	15.014	24.740	66.396	58.500
Indexadas al tipo variable	1.610	3.495	9.812	7.480	13.752	19.439	55.588	
Indexadas al tipo fijo	940	1.333	994	978	1.262	5.301	10.808	
Tasa promedio de financiaciones	6,4%	6,8%	7,1%	7,9%	7,7%	6,4%	6,9%	
Financiaciones en Euro (€):	73	195	861	1.272	2.691	8.501	13.593	16.973
Indexadas al tipo variable	4	-	683	-	-	-	687	
Indexadas al tipo fijo	69	195	178	1.272	2.691	8.501	12.906	
Tasa promedio de financiaciones	4,3%	4,5%	4,6%	4,8%	4,9%	4,6%	4,6%	
Financiaciones en Libra Esterlina (£):	214	91	-	-	-	8.741	9.046	9.122
Indexadas al tipo fijo	214	91	-	-	-	8.741	9.046	
Tasa promedio de financiaciones	6,3%	6,2%	-	-	-	6,3%	6,3%	
Financiaciones en otras monedas:	211	-	-	-	-	-	211	211
Indexadas al tipo variable	187	-	-	-	-	-	187	
Indexadas al tipo fijo	24	-	-	-	-	-	24	
Tasa promedio de financiaciones	1,9%	-	-	-	-	-	1,9%	
Total el 30 de junio de 2018	10.203	10.007	24.811	31.838	50.998	225.013	352.870	387.980
Tasa promedio de financiación	5,2%	6,1%	6,2%	6,2%	6,1%	6,4%	6,2%	
Total el 31 de diciembre de 2017	23.160	21.423	31.896	42.168	59.594	182.483	360.724	385.780
Tasa promedio de financiación	5,6%	5,9%	5,9%	5,9%	5,7%	6,4%	6,1%	

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

(**) El 30 de junio de 2018, el plazo medio de vencimiento de las financiaciones es de 9,11 años (8,62 años al 31 de diciembre de 2017).

En 30 de junio de 2018, el valor razonable de las financiaciones es determinado principalmente mediante el uso de:

- Nivel 1 - precios cotizados en mercados activos, cuando aplicable, en el valor de R\$ 184.991 (R\$ 179.451 el 31 de diciembre de 2017); y
- Nivel 2 - método de flujo de efectivo descontado por tasas *spots* interpoladas de los indexadores (o proxies) de las respectivas financiaciones, con base en las monedas vinculadas, y por el riesgo de crédito de Petrobras, en el monto de R\$ 202.989 (R\$ 206.329 el 31 de diciembre de 2017).

El análisis de sensibilidad de los instrumentos financieros sujetos a diferencia de cambio es presentado en la nota explicativa 30.2.

15.4. 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 6,36% p.a. en el periodo de enero a junio de 2018 (6,18% p.a. en el periodo de enero a junio de 2017).

15.5. Líneas de crédito

Empresa	Institución financiera	Fecha de apertura	Plazo	Contratado	Utilizado	Valor Saldo
En el exterior (Valores en US\$ millones)						
PGT BV	CHINA EXIM	24/10/2016	23/05/2019	1.000	900	100
PGT BV	Sindicato de bancos	07/03/2018	07/02/2023	4.350	-	4.350
PGT BV	Credit Agricole Corporate	12/04/2018	20/06/2020	400	150	250
Total				5.750	1.050	4.700
En Brasil						
PNBV	BNDES	03/09/2013	31/01/2019	9.878	2.782	7.096
Petrobras	Banco do Brasil	23/03/2018	26/01/2023	2.000	-	2.000
Petrobras	Bradesco	01/06/2018	31/05/2023	2.000	-	2.000
Transpetro	BNDES	07/11/2008	12/08/2041	915	326	589
Transpetro	Banco do Brasil	09/07/2010	10/04/2038	78	38	40
Transpetro	Caixa Econômica Federal	23/11/2010	Indefinido	329	-	329
Total				15.200	3.146	12.054

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

El 12 de abril de 2018, la Compañía celebró una financiación con el Credit Agricole Corporate Investment Bank (CACIB) con garantía de la Agencia de Crédito a la Exportación del Reino Unido - UK Export Finance (UKEF).

15.6. Covenants y Garantías

15.6.1. Covenants

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

15.6.2. Garantías

Las instituciones financieras por lo general no requieren garantías para los préstamos y financiaciones concedidas a la Controladora. Sin embargo, hay préstamos concedidos por los instrumentos específicos, que tienen garantías reales. Además, los acuerdos de financiación obtenidos con el China Development Bank (CDB) también tienen garantías reales, como se describe en la Nota 17.5.

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

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

16. Arrendamientos

16.1. Cobros / pagos mínimos de arrendamiento financiero

Compromisos Estimados			Cobros		Pagos	
	Valor futuro	Interés anual	Valor presente	Valor futuro	Interés anual	Valor presente
2018	230	(128)	102	106	(49)	57
2019 - 2022	2.230	(996)	1.234	597	(314)	283
2023 en adelante	1.829	(334)	1.495	1.255	(842)	413
El 30 de junio de 2018	4.289	(1.458)	2.831	1.958	(1.205)	753
Corriente			202			87
No corriente			2.629			666
El 30 de junio de 2018			2.831			753
Corriente			180			84
No corriente			2.433			675
El 31 de diciembre de 2017			2.613			759

16.2. 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.

	Consolidado
2018	23.928
2019	29.827
2020	26.153
2021	26.803
2022	23.623
2023 en adelante	243.135
El 30 de junio de 2018	373.469
El 31 de diciembre de 2017	304.398

El 30 de junio de 2018, los saldos de los contratos de arrendamiento operativo que aún no se habían iniciado pues los activos relacionados estaban en construcción o no estaban disponibles para uso, representan el valor de R\$ 195.116 en el Consolidado (R\$ 174.336 el 31 de diciembre de 2017).

En el periodo de enero a junio de 2018, la Compañía reconoció gastos de arrendamiento operativo en el monto de R\$ 14.647 (R\$ 16.739 en el periodo de enero a junio de 2017).

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

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

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

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

17.2. Transacciones comerciales por operación (controladora)

	30.06.2018		31.12.2017			
	Corriente	No corriente	Total	Corriente	No corriente	Total
Activo						
Cuentas por cobrar						
Cuentas por cobrar, principalmente por ventas	9.511	-	9.511	11.776	-	11.776
Dividendos a recibir	2.911	-	2.911	1.161	-	1.161
Operaciones de mutuo	-	29	29	-	34	34
Anticipo para aumento de capital	-	204	204	-	-	-
Valores vinculados a la construcción de gasoducto	-	839	839	-	845	845
Arrendamiento financiero	97	-	97	103	-	103
Otras operaciones	768	512	1.280	491	466	957
Activos mantenidos para venta	-	-	-	820	-	820
Total	13.287	1.584	14.871	14.351	1.345	15.696
Pasivo						
Arrendamiento financiero	(1.317)	(2.941)	(4.258)	(1.242)	(3.592)	(4.834)
Operaciones de mutuo	-	-	-	-	(3.315)	(3.315)
Pago anticipado de exportaciones	(69.523)	(113.591)	(183.114)	(37.373)	(112.835)	(150.208)
Proveedores	(14.227)	-	(14.227)	(9.525)	-	(9.525)
Compras de petróleo, derivados y otras	(8.775)	-	(8.775)	(5.001)	-	(5.001)
Arrendamiento de plataformas	(4.769)	-	(4.769)	(3.927)	-	(3.927)
Anticipos de clientes	(683)	-	(683)	(597)	-	(597)
Otras operaciones	(82)	(441)	(523)	(69)	(439)	(508)
Pasivos mantenidos para la venta	-	-	-	(44)	-	(44)
Total	(85.149)	(116.973)	(202.122)	(48.253)	(120.181)	(168.434)
Resultado						
				Ene-Jun 2018	Ene-Jun 2017	
Ingresos, principalmente ventas				72.918	64.530	
Diferencias monetarias y cambiarias, netas				(4.407)	(2.936)	
Ingresos (gastos) financieros, netos				(5.058)	(5.498)	
Total				63.453	56.096	

(*) Incluye la adquisición de la plataforma P-74 de PNBV.

17.3. Transacciones comerciales por empresa (controladora)

	30.06.2018		31.12.2017		30.06.2018		31.12.2017	
	Activo Corriente	Activo No corriente	Activo Total	Activo Total	Pasivo Corriente	Pasivo No corriente	Pasivo Total	Pasivo Total
Subsidiarias (*)								
BR	1.810	-	1.810	1.566	(160)	-	(160)	(307)
PIB BV	3.603	137	3.740	6.330	(72.173)	(113.591)	(185.764)	(154.072)
Gaspetro	1.121	107	1.228	953	(459)	-	(459)	(372)
PNBV	2.350	15	2.365	1.812	(6.693)	-	(6.693)	(4.281)
Transpetro	778	242	1.020	1.011	(1.461)	-	(1.461)	(1.216)
Logigás	44	839	883	1.149	(144)	-	(144)	(238)
Termoeléctricas	25	231	256	86	(182)	(755)	(937)	(1.012)
Fundo de Investimento Imobiliário	100	-	100	98	(132)	(1.272)	(1.404)	(1.483)
TAG	2.138	-	2.138	612	(1.053)	-	(1.053)	(1.068)
PDET Off Shore (**)	-	-	-	-	(642)	-	(642)	(837)
Otras subsidiarias	1.055	12	1.067	1.723	(725)	-	(725)	(679)
Total Subsidiarias	13.024	1.583	14.607	15.340	(83.824)	(115.618)	(199.442)	(165.565)
Entidades Estructuradas								
CDMPI	-	-	-	-	(392)	(914)	(1.306)	(1.562)
Total entidades estructuradas	-	-	-	-	(392)	(914)	(1.306)	(1.562)
Asociadas y Negocios en Conjunto								
Asociadas del sector petroquímico	144	-	144	172	(59)	-	(59)	(34)
Otras asociadas y Negocios en Conjunto	119	1	120	184	(874)	(441)	(1.315)	(1.273)
Total asociadas	263	1	264	356	(933)	(441)	(1.374)	(1.307)
Total	13.287	1.584	14.871	15.696	(85.149)	(116.973)	(202.122)	(168.434)

(*) Incluye sus subsidiarias y operaciones en conjunto.

(**) El 23 de agosto de 2017, Petrobras adquirió acciones de PDET Offshore S.A., que dejó de ser una Entidad Estructurada para ser una controlada con un 100% de participación.

17.3.1. Resultado

	2018 Ene-Jun	2017 Ene-Jun
Subsidiarias		
BR	36.577	32.958
PIB BV	13.688	10.218
Gaspetro	4.007	3.561
PNBV	181	1.115
Transpetro	460	461
Logigás	106	33
Termoeléctricas	(93)	(80)
Fundo de Inversión Inmobiliario	(12)	(106)
TAG	75	207
PDET Off Shore	(30)	(63)
Otras subsidiarias	2.022	1.156
	56.981	49.460
Entidades Estructuradas		
CDMPI	(79)	(90)
	(79)	(90)
Asociadas y Negocios en Conjunto		
Asociadas del sector petroquímico	6.318	6.709
Otras asociadas y Negocios en Conjunto	233	17
	6.551	6.726
Total	63.453	56.096

17.4. Tasas anuales de operaciones de mutuo

	30.06.2018	Controladora	
		Activo 31.12.2017	Pasivo 31.12.2017
Del 5,01% al 7%	-	-	(3.315)
Superior al 9,01%	29	34	-
Total	29	34	(3.315)

El mutuo pasivo fue pagado en enero de 2018.

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

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

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

	Controladora	
	30.06.2018	31.12.2017
Cuentas a cobrar, netas	12.135	14.222
Cesiones de derechos crediticios	(20.441)	(25.499)

	2018 Ene-Jun	2017 Ene-Jun
Ingresos financieros FIDC-NP	412	594
Gastos financieros FIDC-NP	(646)	(1.143)
Resultado financiero	(234)	(549)

17.6. Garantías concedidas

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

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

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

Fecha de vencimiento de las operaciones						30.06.2018	31.12.2017
	PGF ^(*)	PGT ^(**)	PNBV	TAG	Otros	Total	Total
2018	1.070	-	187	-	18	1.275	1.780
2019	1.276	-	-	-	-	1.276	7.926
2020	1.189	4.434	460	-	3.569	9.652	15.497
2021	10.749	-	578	-	781	12.108	22.722
2022	8.572	10.893	3.856	3.612	434	27.367	40.152
2023 en adelante	142.536	50.331	10.922	-	1.132	204.921	175.312
Total	165.392	65.658	16.003	3.612	5.934	256.599	263.389

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

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

PGT, subsidiaria de propiedad total de Petrobras, ofrece garantía real en 2 operaciones de financiación que Petrobras obtuvo del *China Development Bank* (CDB), con vencimientos en 2026 y 2027, teniendo como objeto de garantía sus futuras cuentas por cobrar por las ventas de petróleo crudo, con origen de exportaciones de Petrobras, a los compradores específicos (máximo de 200.000 bbl/d hasta 2019, máximo de 300.000 bbl/d de 2020 hasta 2026 y 100.000 bbl/d en 2027), con el valor de la garantía limitado al saldo deudor de la deuda, que a 30 de junio de 2018 es de R\$ 33.656 (US\$ 10.125 millones), y en 31 de diciembre de 2017 era de R\$ 35.775 (US\$ 10.815 millones).

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

En línea con el Plan de Negocios y Gestión de la Compañía, el alargamiento de los plazos de garantías está asociado a la mejora del perfil de la deuda, conforme a la nota explicativa 15.

17.7. Inversiones en títulos de deudas de controladas

El 30 de junio de 2018, una controlada de PIB BV mantenía recursos directamente invertidos o por medio de fondo de inversión en el exterior que tenía, entre otros, títulos de deuda de PGF, de la controlada PDET y de entidades estructuradas consolidadas, relacionados principalmente con los proyectos CDMPI y Charter, equivalentes a R\$ 7.094 (R\$ 4.675 el 31 de diciembre de 2017).

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

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

Las transacciones significativas resultaron en los saldos siguientes:

	30.06.2018		Consolidado 31.12.2017	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Negocios conjuntos y asociadas				
Distribuidoras estatales de gas	1.191	448	971	468
Empresas del sector petroquímico	155	86	194	53
Otros negocios conjuntos y asociadas	453	2.434	587	2.286
Subtotal	1.799	2.968	1.752	2.807
Entidades gubernamentales				
Títulos gubernamentales	6.816	-	5.631	-
Bancos controlados por el Gobierno Federal	23.495	44.534	19.317	49.375
Cuentas por cobrar del Sector Eléctrico (nota explicativa 7.4)	16.157	-	17.362	1
Cuenta petróleo y alcohol - Créditos con el Gobierno Federal	829	-	829	-
Subvención del Diesel	590			
Otros	132	300	149	716
Subtotal	48.019	44.834	43.288	50.092
Planes de pensión	182	184	226	311
Total	50.000	47.986	45.266	53.210
Activo corriente	12.040	5.873	8.347	6.659
Activo no corriente	37.960	42.113	36.919	46.551

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

	2018		Consolidado 2017	
	Abr-Jun	Ene-Jun	Abr-Jun	Ene-Jun
Negocios conjuntos y asociadas				
Distribuidoras estatales de gas	1.887	3.652	1.941	3.424
Empresas del sector petroquímico	2.987	6.023	2.677	6.446
Otros negocios conjuntos y asociadas	(1.110)	(1.740)	(901)	(456)
Subtotal	3.764	7.935	3.717	9.414
Entidades gubernamentales				
Títulos gubernamentales	76	175	116	227
Bancos controlados por el Gobierno Federal	(574)	(1.685)	(1.178)	(2.589)
Cuentas por cobrar del Sector Eléctrico	2.629	2.883	680	1.291
Cuenta petróleo y alcohol - Créditos con el Gobierno Federal	-	-	1	3
Subvención del Diesel	590	590		
Otros	86	278	218	434
Subtotal	2.807	2.241	(163)	(634)
Planes de pensión	-	-	-	-
Total	6.571	10.176	3.554	8.780
Ingresos, principalmente ventas	6.158	11.900	5.917	12.168
Adquisiciones y servicios	(1.597)	(2.960)	(1.598)	(1.598)
Diferencias monetarias y cambiarias, netas	(241)	(515)	364	573
Ingresos (gastos) financieros, netos	2.251	1.751	(1.129)	(2.363)
Total	6.571	10.176	3.554	8.780

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 11.2 para mayores informaciones sobre el Contrato de Cesión Onerosa.

17.8.1. Programa de subvención económica a la comercialización al diesel

En el segundo trimestre de 2018, la Compañía se adhirió a las dos primeras fases del programa de subvención económica a la comercialización de diesel en el territorio nacional establecido por el Gobierno Federal, conforme a la Medida Provisional (MP) 838/18 y Decretos 9.392 y 9.403 de 2018. Este programa prevé el resarcimiento a los productores ya los importadores de diesel que comprueban los precios de venta de dicho derivado a las distribuidoras iguales o inferiores al precio fijado por la Unión. El cálculo de la subvención se determina mediante los siguientes parámetros:

- R\$ 0,07 centavos por litro para el período del 1° de junio al 7 de junio de 2018; y
- Diferencia entre el precio de referencia establecido por la ANP (PR) y el precio de comercialización (PC), limitada a R\$ 0,30 centavos por litro, para el período del 8 de junio de 2018 al 31 de julio de 2018.

El PR determinado por la ANP tiene como base la cotización internacional del diesel y el dólar americano. Diferencias superiores a R\$ 0,30 centavos en la segunda fase del programa serán incorporadas al PR y PC en la fase siguiente, con metodología aún por definir. En el caso de que el PR sea inferior al precio de comercialización (PC), el programa prevé resarcimiento a la Unión.

La Unión limitó el valor total de la subvención económica en R\$ 9.500 y, en la hipótesis de alcanzar esta cantidad antes del 31 de diciembre de 2018, habrá su cierre.

La recepción de la subvención se produce mediante la disponibilidad de la ANP de toda la información necesaria para comprobar la regularidad fiscal y la aplicación de los precios comercializados conforme a la legislación. El cálculo de la subvención se realiza en el plazo de hasta treinta días y el resarcimiento en hasta nueve días hábiles después de la recepción de toda la documentación necesaria, si no es necesaria ninguna rectificación.

En función de la complejidad de atención a los requisitos de la primera fase del programa, la Compañía está buscando formas de evidenciar para ANP que la comercialización del diesel en el período del 1° al 7 de junio de 2018 fue inferior a lo establecido por el Gobierno Federal para posibilitar reconocimiento y recepción de R\$ 63.

En cuanto a la primera parte de la segunda fase del programa, la Compañía envió todas las informaciones requeridas para la recepción de R\$ 871 relativos a las ventas del 8 de junio al 07 de julio de 2018. Hasta la presente fecha, la evaluación de la documentación por la ANP está en proceso. El reconocimiento de estos ingresos se produce en la medida en que el diesel se vende y se entrega a las distribuidoras, y el derecho al resarcimiento en función de la venta se reconoce en cuentas por cobrar. La Compañía reconoció el total de R\$ 590 como recibibles del programa (ver nota 7.1), comprendiendo las ventas en su segunda fase hasta el 30 de junio de 2018.

El 31 de julio de 2018, el Gobierno Federal editó la Medida Provisional 847/18, renovando los términos de la subvención económica hasta el 31 de diciembre de 2018, restringiendo la subvención a la comercialización del aceite diesel de carretera. Además, se publicaron el Decreto 9.454/18 y la resolución ANP 738/18, a 31 de julio de 2018 y 1° de agosto de 2018, respectivamente, que traen las nuevas reglamentaciones para la continuidad del programa de subvención. La adhesión a la tercera fase del programa está en proceso de evaluación por la Compañía, siendo que, en el caso de adhesión hasta el quinto día hábil del período de escrutinio (1° de agosto a 30 de agosto de 2018), los efectos serán retroactivos a 1° de agosto.

17.9. Remuneración del personal clave de la Compañía

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

	Ene-Jun/2018			Ene-Jun/2017		
	Directorio Ejecutivo	Consejo de Administración	Total	Directorio Ejecutivo	Consejo de Administración	Total
Salarios y beneficios	6,6	0,4	7,0	6,5	0,5	7,0
Cargas sociales	1,9	0,1	2,0	1,8	0,1	1,9
Pensión	0,5	-	0,5	0,6	-	0,6
Remuneración total	9,0	0,5	9,5	8,9	0,6	9,5
Número de miembros - media en el período (*)	7,83	9,50	17,33	8,00	9,00	17,00
Número de miembros remunerados - media en el período (**)	7,83	5,83	13,66	8,00	6,50	14,50

(*) 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 junio de 2018, los gastos consolidados con los honorarios de los directores y de los consejeros del Sistema Petrobras ascendieron a R\$ 45,8 (R\$ 38,0 en el periodo de enero a junio de 2017).

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

Los miembros del Consejo de Administración que participen en el Comité de Auditoría Estatutaria renuncian a la remuneración de Consejero de Administración, con base en el art. 38, § 8º del Decreto nº 8.945, de 27 de diciembre de 2016 y los mismos tuvieron derecho a una remuneración total de R\$ 194 mil en el período de enero a junio de 2018 (R\$ 233 mil, considerando las cargas sociales).

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

El Consejo de Administración aprobó, en el primer trimestre de 2018, el programa de remuneración variable (PRV) del Directorio Ejecutivo de Petrobras para el ejercicio de 2018. La remuneración a pagar varía según el porcentaje de cumplimiento de los objetivos financieros y operativos. El programa estima el pago diferido en cinco años, y también está condicionado al cumplimiento de los prerrequisitos definidos que si se alcanzan podrán generar el pago a partir de 2019.

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

18. Provisiones para desmantelamiento de áreas

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Pasivo no corriente		
Saldo inicial	46.785	33.412
Revisión de provisión	92	13.522
Transferencias de pasivos mantenidos para venta	-	(379)
Utilización por pagos	(925)	(2.265)
Actualización de intereses	1.183	2.418
Otros	200	77
Saldo final	47.335	46.785

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 el primer semestre de 2017, la actualización de intereses sobre las provisiones para desmantelamiento fue en el valor de R\$ 1.204.

19. Impuestos

19.1. Impuestos Corrientes

Impuesto sobre la renta y contribución social

	Activo Corriente		Pasivo Corriente		Pasivo No Corriente		Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
En el país								
Impuestos sobre las ganancias	1.699	1.464	1.387	130	0	0		
Programas de regularización de deudas federales	-	-	209	753	2.180	2.219		
	1.699	1.464	1.596	883	2.180	2.219		
En el exterior	117	120	52	107	-	-		
Total	1.816	1.584	1.648	990	2.180	2.219		

Otros impuestos y contribuciones	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente *		Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017
Impuestos en Brasil:										
ICMS / ICMS diferido	3.411	3.089	2.149	2.338	3.447	3.377	-	-		
PIS y COFINS/ PIS y COFINS diferidos	3.053	2.711	7.549	7.548	2.512	2.711	-	-		
CIDE	50	47	-	-	193	344	-	-		
Participación especial/Royalties	-	-	-	-	7.706	5.311	-	-		
Impuesto a las ganancias y contribución social retenidos en la fuente	-	-	-	-	305	520	-	-		
Programas de regularización de deudas federales (**)	-	-	-	-	1.007	2.144	-	-		
Otros	612	566	255	237	498	545	358	284		
Total en Brasil	7.126	6.413	9.953	10.123	15.668	14.952	358	284		
Impuestos en el exterior	64	65	57	48	107	94	-	-		
Total	7.190	6.478	10.010	10.171	15.775	15.046	358	284		

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

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

19.2. 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 con una reducción de débitos de naturaleza tributaria y no tributaria en el total de R\$ 38.136, junto a la *Receita Federal do Brasil* (RFB), *Procuradoria Geral da Fazenda Nacional* (PGFN) y de autarquías y fundaciones públicas federales, como se muestra a continuación:

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

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

La información más detallada sobre los programas de regularización de débitos federales se presentan en la nota 21.2 de los estados financieros del 31 de diciembre de 2017.

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

	31.12.2017	Pago	Pérdida Fiscal	Actualización Monetaria	Otros	Consolidado 30.06.2018
PRT						
IRPJ/CSLL	507	-	(504)	-	-	3
PERT						
IRPJ/CSLL	2.461	(101)	-	87	(61)	2.386
Otros impuestos	131	(195)	-	7	57	-
	2.592	(296)	-	94	(4)	2.386
PRD						
Participaciones especiales y royalties	288	(310)	-	6	16	-
Ley nº 13.586/17						
IRRF	1.723	(771)	-	42	7	1.001
Total	5.110	(1.377)	(504)	142	19	3.390
Corriente	2.891					1.210
No Corriente	2.219					2.180

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

	2018	2019	2020	2021	2022	A partir de 2023	Consolidado TOTAL
PRT	-	3	-	-	-	-	3
PERT	103	206	206	206	206	1.459	2.386
LEY 13.586/17	1.001	-	-	-	-	-	1.001
TOTAL	1.104	209	206	206	206	1.459	3.390

19.3. Programas de amnistías estatales

En el primer semestre de 2018, hubo la adhesión por Petrobras a programas de amnistías y de remisión estatal para pago en efectivo de débitos de ICMS como se indica abajo:

Estado	Ley Estadual / Decreto nº	Beneficios recibidos	Deudas Existentes	Beneficio de reducción	Monto a ser pagado, después del beneficio (*)
TO	3.346/18	Reducción del 90% de los débitos cuyos importes totales se deriven exclusivamente de multa o intereses o de ambos			
			18	11	7
RN	10.341/18 27.679/18	Reducción del 95% de multa y del 80% de los intereses garantizados por la legislación y remisión del 50% de crédito tributario de ICMS	796	678	118
			814	689	125

(*) Reconocido en gastos por impuestos.

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

El 28 de diciembre de 2017, el Gobierno Federal promulgó la Ley nº 13.586, que define un nuevo modelo de tributación para la industria del petróleo y gas y, junto con el Decreto nº 9.128/2017, establece un nuevo régimen especial para exploración, desarrollo y producción de aceite, gas y otros hidrocarburos líquidos llamados Repetro-Sped.

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

En cuanto al Repetro-Sped, este régimen refuerza el antiguo Repetro (*Regime Aduaneiro Especial para a Exportação e Importação de Bens destinados à Exploração e Produção de Reservas de Petróleo e Gás Natural*), previendo desoneración de bienes permanentemente detenidos en Brasil en adición al beneficio anterior relacionado con las admisiones temporales. Por lo tanto, estamos evaluando transferencias en la propiedad de ciertos activos de petróleo y gas de subsidiarias extranjeras para la controladora en Brasil. El régimen expirará en diciembre de 2040.

Después de la creación del Repetro-Sped, los estados, por deliberación del Consejo Nacional de Políticas de Hacienda (CONFAZ), autorizaron la concesión de incentivos fiscales relacionados al ICMS, en la medida en que cada estado establezca su reglamentación específica, posibilitando la ventaja fiscal sobre la industria del petróleo y del gas.

Hasta este momento, los estados que regularon los incentivos fiscales de ICMS autorizados por el Gobierno Federal son: Amazonas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, São Paulo, Sergipe, Minas Gerais y Piauí.

Para información adicional sobre las principales disposiciones de la Ley 13.586/17, Decreto 9.128/17 e ICMS sobre el Repetro-Sped, ver notas 21.4.1 y 21.4.2 de los estados financieros del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017.

19.5. Impuestos sobre la renta diferidos - no corriente

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

	Propiedad, planta y equipo									Consolidado
	Costo con prospección y abandono de áreas	Otros (*)	Préstamos, cuentas por cobrar/ a pagar y financiaciones	Arrendamientos mercantiles financieros	Provisión para procesos judiciales	Pérdidas fiscales	Inventarios	Beneficios concedidos a los empleados	Otros	Total
Saldo el 1 de enero de 2017	(36.518)	3.055	11.446	(294)	3.676	19.684	1.398	9.807	928	13.182
Reconocido en el resultado del ejercicio	1.148	(4.108)	(3.569)	(200)	3.671	888	434	-	446	(1.290)
Reconocido en el patrimonio neto (**)	-	-	(2.718)	-	-	(223)	-	(892)	28	(3.805)
Ajuste por diferencias de cambio	-	10	-	-	-	88	-	-	-	98
Utilización de créditos tributarios	-	-	-	-	-	(873)	-	-	-	(873)
Otros	-	(598)	(51)	64	(67)	386	51	(31)	351	105
Saldo el 31 de diciembre de 2017	(35.370)	(1.641)	5.108	(430)	7.280	19.950	1.883	8.884	1.753	7.417
Adopción inicial NIIF 9	-	-	484	-	-	-	-	-	-	484
En 1º de enero de 2018	(35.370)	(1.641)	5.592	(430)	7.280	19.950	1.883	8.884	1.753	7.901
Reconocido en el resultado del ejercicio	4.959	(3.491)	(3.117)	(164)	606	845	(275)	672	(1.199)	(1.164)
Reconocido en el patrimonio neto (**)	-	-	8.902	-	-	-	-	-	-	8.902
Ajuste por diferencias de cambio	-	83	(29)	-	-	716	-	-	(8)	762
Utilización de créditos tributarios	-	-	-	-	-	(2.408)	-	-	(54)	(2.462)
Otros	-	(32)	11	(69)	6	37	-	33	44	30
Saldo el 30 de junio de 2018	(30.411)	(5.081)	11.359	(663)	7.892	19.140	1.608	9.589	536	13.969
Impuestos diferidos activos										11.373
Impuestos diferidos pasivos										(3.956)
Saldo el 31 de diciembre de 2017										7.417
Impuestos diferidos activos										15.606
Impuestos diferidos pasivos										(1.637)
Saldo el 30 de junio de 2018										13.969

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

(**) Los valores reconocidos como préstamos, cuentas por cobrar/pagar y financiaciones, se refieren al efecto tributario sobre la diferencia cambiaria de los tipos de cambio registrada en otros resultados integrales (hedge de flujo de efectivo), con base en la nota 30.2.

En el primer semestre de 2018, la Compañía presenta un aumento en la posición activa neta del impuesto sobre la renta diferido, básicamente por el efecto de la diferencia de cambio sobre las financiaciones.

La Compañía mantiene el reconocimiento de los créditos fiscales diferidos activos con base en la proyección del lucro tributable para los ejercicios subsecuentes, siendo tal proyección revisada anualmente. La Administración considera que los créditos fiscales diferidos activos se recuperarán en la proporción de la realización de las provisiones y de la resolución final de los eventos futuros, ambos fundamentados en las proyecciones basadas en el Plan de Negocios y Gestión - PNG, y que no ultrapasan diez años.

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

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

	Consolidado			
	2018		2017	
	Abr-Jun	Ene-Jun	Abr-Jun	Ene-Jun
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos	14.329	25.409	6.770	13.897
Impuesto sobre la renta y contribución social a las tasas nominales (34%)	(4.872)	(8.639)	(2.302)	(4.725)
Ajustes para cálculo de la tasa efectiva:				
Intereses sobre el capital propio, netos	222	222	-	-
Tasas diferenciadas para empresas en el exterior	767	913	797	833
Impuestos en Brasil sobre las ganancias obtenidas en el extranjero (*)	(193)	(275)	(48)	(69)
Incentivos fiscales	59	133	144	280
Pérdidas fiscales no reconocidas	(338)	(373)	(314)	(124)
Exclusiones/(Adiciones) permanentes, netas (**)	(258)	(518)	(718)	(965)
Adhesión a los programas de regularización de tributos federales (***)	-	-	(4.331)	(4.331)
Otros	(25)	(56)	294	303
Impuesto sobre la renta y contribución social	(4.638)	(8.593)	(6.478)	(8.798)
Impuesto sobre la renta/contribución social diferidos	(530)	(1.164)	(3.905)	(5.399)
Impuesto sobre la renta/contribución social corrientes	(4.108)	(7.429)	(2.573)	(3.399)
Total	(4.638)	(8.593)	(6.478)	(8.798)
Tasa efectiva de impuesto sobre la renta y contribución social	32,4%	33,8%	95,7%	63,3%

(*) 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 19.2.

20. Beneficios concedidos a los empleados

20.1. Planes de pensión y de salud

La descripción detallada de los planes de pensión y de salud patrocinados por la Compañía para empleados (activos e asistidos) y dependientes, en Brasil y en el extranjero, es presentada en la nota explicativa 22 de los estados financieros referentes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

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

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

Las contribuciones extras por parte de los participantes y patrocinadores comenzaron en marzo de 2018, excepto las que se encuentran suspendidas por fuerza de decisión judicial. En el primer semestre de 2018, la Compañía desembolsó R\$ 291 en contribuciones referentes al PED.

De acuerdo con las Leyes Complementarias 108/2001 y 109/2001, así como la Resolución del *Conselho de Gestão de Previdência Complementar* - CGPC 26/2008, el déficit debe ser considerado paritariamente entre las patrocinadoras (Petrobras, Petrobras Distribuidora y Fundación Petros) y los participantes y asistidos del PPSP. Siendo así, corresponderá a Petrobras un valor total de R\$ 12,8 mil millones y a la Petrobras Distribuidora - BR, R\$ 0,9 mil millones.

Escisión del Plan Petros del Sistema Petrobras (PPSP)

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

La escisión 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 sólo a la inflación (variación del IPCA). Y los demás, que no renegociaron, continuaron con el beneficio atado a los reajustes de salario de los trabajadores activos de Petrobras y demás patrocinadores del plan.

El saldo del Plan Petros fue transferido a los nuevos planes considerando la proporción de los compromisos futuros con cada grupo de participantes. Como no hubo alteración en las reglas de los beneficios, los respectivos pasivos actuariales serán recalculados, individualmente, por los actuarios independientes solamente en la próxima evaluación actuarial anual para el ejercicio de 2018.

Los cambios de las obligaciones con planes de pensión y de salud con característica de beneficio definido están representados a continuación:

	Planes de pensión Plan de Salud						Consolidado
	Petros	Petros Repactuados	Petros No Repactuados	Petros 2	AMS	Otros Planes	Total
	Saldo el 1° de enero de 2017	35.040	-	-	955	36.549	124
(+)Efectos de la medición reconocidos en otros resultados integrales	(2.123)	-	-	(340)	(3.738)	2	(6.199)
(+)Gastos realizados en el año	4.015	-	-	246	4.410	34	8.705
(-)Pago de contribuciones	(733)	-	-	-	(1.489)	(10)	(2.232)
(-)Pago del término de compromisos financieros	(712)	-	-	-	-	-	(712)
Otros	-	-	-	-	-	(18)	(18)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	35.487	-	-	861	35.732	132	72.212
Corriente	1.463	-	-	-	1.328	-	2.791
No Corriente	34.024	-	-	861	34.404	132	69.421
Saldo el 31 de diciembre de 2017	35.487	-	-	861	35.732	132	72.212
(+)Gastos realizados en el periodo	901	-	-	51	983	8	1.943
(-)Pago de contribuciones	(302)	-	-	-	(359)	(1)	(662)
Otros	-	-	-	-	-	98	98
Saldo el 31 de marzo de 2018	36.086	-	-	912	36.356	237	73.591
Transferencia ocurrida por la escisión	(36.086)	25.429	10.657	-	-	-	-
(+)Gastos realizados en el periodo	-	687	214	51	980	7	1.939
(-)Pago de contribuciones	-	(315)	(98)	-	(440)	(2)	(855)
(-)Pago del término de compromisos financieros	-	(258)	(104)	-	-	-	(362)
Otros	-	-	-	-	-	14	14
Saldo el 30 de junio de 2018	-	25.543	10.669	963	36.896	256	74.327
Corriente	-	1.042	428	-	1.328	7	2.805
No Corriente	-	24.501	10.241	963	35.568	249	71.522
Saldo el 30 de junio de 2018	-	25.543	10.669	963	36.896	256	74.327

Los gastos netos con planes de pensión y salud incluyen los siguientes componentes:

	Planes de pensión Plan de Salud						Consolidado
	Petros *	Petros Repactuados	Petros No Repactuados	Petros 2	AMS	Otros Planes	Total
	Costo del servicio	76	67	9	60	283	7
Intereses netos sobre pasivos / (activos) netos	825	620	205	42	1.680	8	3.380
Costo neto en Ene-Jun/2018	901	687	214	102	1.963	15	3.882
Relativos a empleados activos:							
Absorbidos en el coste de las actividades operativas	148	118	30	53	425	-	774
Directamente en el resultado	72	57	14	30	221	12	406
Relativos a los asistidos	681	512	170	19	1.317	3	2.702
Costo neto en Ene-Jun/2018	901	687	214	102	1.963	15	3.882
Costo neto en Ene-Jun/2017	2.007	-	-	123	2.206	16	4.352

Costo del servicio	-	67	9	30	142	3	251
Intereses netos sobre pasivos / (activos) netos	-	620	205	21	838	4	1.688
Otros	-	-	-	-	-	-	-
Costo neto en Abr-Jun/2018	-	687	214	51	980	7	1.939

Relativos a empleados activos:

Absorbidos en el coste de las actividades operativas	-	118	30	26	211	(1)	384
Directamente en el resultado	-	57	14	15	111	7	204
Relativos a los asistidos	-	512	170	10	658	1	1.351
Costo neto en Abr-Jun/2018	-	687	214	51	980	7	1.939
Costo neto en Abr-Jun/2017	1.003	-	-	61	1.103	8	2.175

(*) Referente al gasto del plan antes de la escisión ocurrida el primer de abril de 2018.

El 30 de junio de 2018, la Compañía poseía en volumen de petróleo y/o derivados ofrecido como garantía de los Términos del Compromiso Financiero - TCF, firmados en 2008 con Petros, el valor de R\$ 16.720 (R\$ 13.454 en 31 de diciembre de 2017).

El Plan Petros 2 posee una parcela con característica de contribución definida cuyos pagos se reconocen en el resultado. En el primer semestre de 2018, la contribución de la Compañía a la parte de contribución definida en el Plan Petros 2 fue de R\$ 433 (R\$ 446 en el primer semestre de 2017).

20.2. 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 *Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais - 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 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:

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

El logro de las metas individuales de este conjunto de indicadores lleva a un porcentaje de cumplimiento global de metas, utilizado como base en la definición del porcentaje de la ganancia neta consolidada atribuible a los accionistas de Petrobras a ser distribuido a los empleados, que a 30 de junio de 2018, corresponde al 6,25%. Sin embargo, en caso de que la empresa no tenga ganancias y todas las metas sean alcanzadas, el valor a ser pagado individualmente será de la mitad de la remuneración mensual del empleado más la mitad del menor valor pagado de la PLR en el ejercicio anterior, conforme acuerdo de metodología para definición y pago de PLR en el Sistema Petrobras firmado con los sindicatos y válido hasta marzo de 2019.

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

El monto de la provisión relativo a la PLR en el primer semestre de 2018, reconocido en otros gastos netos, fue de R\$ 1.100 (R\$ 298 en el primer semestre de 2017), de los cuales R\$ 9 se refieren al complemento de PLR del ejercicio de 2017.

20.3. Programas de incentivo a la desvinculación voluntaria

La Compañía implementó algunos programas de incentivo a la desvinculación voluntaria, conforme descrito a continuación:

				Empleados
	con inscripción	Desvinculados	que desistieron	Activos
Petrobras (PIDV 2014 y 2016)	19.499	(16.501)	(2.820)	178
Petrobras Distribuidora (PIDV BR 2014, 2015 y 2016)	2.165	(1.721)	(428)	16
	21.664	(18.222)	(3.248)	194

De esta forma, la Compañía ya registró un total de 18.222 desvinculaciones en estos planes, cuyo movimiento de la provisión a 30 de junio de 2018 está representada a continuación:

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Saldo inicial	112	2.644
PIDV BR 2016 (*)	32	
Revisión de provisión (desvinculación/actualización)	(20)	(757)
Utilización por desvinculación	(36)	(1.775)
Saldo final	88	112
Corriente	88	112

(*)El 29 de enero de 2018, Petrobras Distribuidora reabrió su PIDV (BR 2016) para los funcionarios desistentes en el programa inicial, cerrando las inscripciones el 02 de marzo de 2018.

20.4. Nuevo Plan de Carreras y Remuneración (PCR)

El 2 de julio de 2018, la Compañía presentó a sus empleados el Plan de Carreras y Remuneración (PCR), una modernización en el modelo de carrera y remuneración derivada de iniciativas estratégicas del PNG 2017-2021. El nuevo plan mejora la gestión de las personas de la Compañía, con una serie de criterios que permiten una mayor valorización y reconocimiento de las competencias y desempeños, una amplia movilidad y el desarrollo profesional de sus empleados.

El programa también resulta en un mayor alineamiento con prácticas sugeridas por la Secretaría de Coordinación y Gobernanza de las Empresas Estatales (SEST) y su adhesión se podrá realizar hasta el 14 de septiembre de 2018 de forma voluntaria. Los empleados que no se adhieren al nuevo plan permanecerán en el actual Plan de Clasificación y Evaluación de Cargos (PCAC).

La Compañía concederá una gratificación a los empleados que migren para el PCR para obtener mayor número de adhesiones al nuevo plan, ya que este es más alineado a los objetivos estratégicos de la Compañía, evitando así mayores costos administrativos con el mantenimiento de dos planes de cargos.

De esta forma, la implantación del PCR traerá impactos en los estados financieros del 3º trimestre de 2018 en la medida en que los empleados realicen la adhesión. Hasta la presente fecha, la Compañía pagó R\$ 472 referente a los 15.502 empleados que se adhirieron al plan entre 2 y 10 de julio de 2018.

21. Patrimonio neto

21.1. Capital social realizado

Al 30 de junio de 2018, el capital suscrito e integrado por un valor de R\$ 205.432 está representado por 7.442.454.142 acciones ordinarias y 5.602.042.788 acciones preferidas, todas nominales, escriturales y sin valor nominal.

Las acciones preferidas tienen prioridad en el reembolso del capital, no aseguran derecho a voto y no son convertibles en acciones ordinarias.

21.2. Otros resultados integrales

En el primer semestre de 2018, fueron reconocidos como otros resultados integrales, principalmente, los siguientes efectos:

- En ajustes por diferencias de cambio acreedor, el monto de R\$ 21.186, derivado de la traducción de los estados financieros de controladas en el extranjero con moneda funcional diferente del real.
- En *hedge* de flujo de efectivo de exportación, el patrimonio neto disminuyó en el período en R\$ 17.279, neto de impuestos y del efecto de reclasificación de parte de la diferencia de cambio para el resultado. El 30 de junio de 2018, el monto de diferencia de cambio acumulada en otros resultados integrales es de R\$ 37.121, neto de impuestos, con base en la nota explicativa 30.2.

21.3. Resultado por acción

	Consolidado y Controladora			
	Abr-Jun	2018 Ene-Jun	Abr-Jun	2017 Ene-Jun
Numerador básico y diluido - Ganancia (pérdida) atribuible a los accionistas de Petrobras atribuible igualmente entre las clases de acciones				
Ordinarias	5.746	9.718	181	2.719
Preferidas	4.326	7.315	135	2.046
	10.072	17.033	316	4.765
Numerador básico y diluido - Promedio ponderado de la cantidad de acciones en circulación (número de acciones)				
Ordinarias	7.442.454.142	7.442.454.142	7.442.454.142	7.442.454.142
Preferidas	5.602.042.788	5.602.042.788	5.602.042.788	5.602.042.788
	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930	13.044.496.930
Ganancia (pérdida) básica y diluida por acción (R\$ por acción)				
Ordinarias	0,77	1,31	0,02	0,37
Preferidas	0,77	1,31	0,02	0,37
	0,77	1,31	0,02	0,37

21.4. Remuneración a los Accionistas

La Asamblea General Extraordinaria de 26 de abril de 2018 aprobó la reforma estatutaria que entre otras propuestas, modificó el artículo 53, que trata de la posibilidad de distribución trimestral de dividendos e intereses sobre capital propio (JCP).

Estos dividendos y/o JCP deberán ser descontados de la remuneración que venga a ser distribuida a los accionistas al cierre del ejercicio de 2018. El valor será actualizado monetariamente, de acuerdo con la variación de la tasa Selic, desde la fecha del efectivo pago hasta el final del referido ejercicio social.

La composición de la distribución trimestral de JCP se presenta a continuación:

Parcela	Fecha de la aprobación del Consejo de Administración (*)	Fecha de la posición accionaria	Fecha de pago	Acciones ordinarias (ON)		Acciones preferidas (PN)		
				Monto de la parcela	Monto bruto por acción (R\$)	Monto de la parcela	Monto bruto por acción (R\$)	Monto total de la parcela
1ª. parcela JCP	07.05.2018	21.05.2018	29.05.2018	372	0,05	280	0,05	652
2ª. parcela JCP	02.08.2018	13.08.2018	-	372	0,05	280	0,05	652
				744	-	560	-	1.304

22. Ingresos de ventas

	Consolidado			
	Abr-Jun	2018 Ene-Jun	Abr-Jun	2017 Ene-Jun
Ingresos brutos de ventas	107.782	203.257	84.273	170.758
Cargas de ventas ⁽¹⁾	(23.387)	(44.401)	(17.277)	(35.397)
Ingresos de ventas ⁽²⁾	84.395	158.856	66.996	135.361
Diésel	25.436	45.654	19.138	38.345
Subvención de Diesel	536	536	-	-
Gasolina	14.963	28.269	13.032	26.769
GLP	4.040	7.789	2.932	5.563
Combustible de aviación	3.253	6.299	2.278	4.720
Nafta	1.959	3.815	1.873	4.515
Aceite combustible (incluye bunker)	881	1.876	878	1.870
Otros productos derivados del petróleo	3.599	6.956	2.934	5.688
Subtotal de productos derivados del petróleo	54.667	101.194	43.065	87.470
Gas natural	4.782	8.961	4.115	7.506
Etanol, nitrogenados y renovables	1.654	3.367	2.812	5.638
Ingresos de derechos no ejercidos (breakage)	467	1.221	-	-
Electricidad	1.878	3.027	2.394	3.959
Servicios y otros	620	1.613	666	1.353
Mercado nacional	64.068	119.383	53.052	105.926
Exportaciones	14.353	27.882	9.869	21.446
Ventas en el exterior ⁽³⁾	5.974	11.591	4.075	7.989
Mercado extranjero	20.327	39.473	13.944	29.435
Ingresos de ventas ⁽²⁾	84.395	158.856	66.996	135.361

⁽¹⁾ Incluye, principalmente, CIDE, PIS, COFINS e ICMS.

⁽²⁾ Ingresos de ventas por segmentos de operación se presentan en la nota explicativa 27.

⁽³⁾ Ingresos de ventas en el exterior, incluyéndose trading e excluyéndose exportaciones.

En el primer semestre de 2018 y de 2017, no hubo clientes que representasen el 10% del total de ventas de la Compañía aisladamente.

Como se describe en la nota 17.7.1, el reconocimiento de los ingresos referentes al programa de subvención económica a la comercialización al aceite diesel se produce en la medida en que el diesel se vende y se entrega a las distribuidoras. Hasta 30 de junio, la Compañía reconoció R\$ 590 como ingreso bruto oriundo del programa (R\$ 536 netos de gastos de ventas).

Los impactos de la adopción de la NIIF 15 sobre el resultado del primer semestre de 2018 se presentan en la nota explicativa 4.

23. Otros gastos, netos

	Consolidado			
	Abr-Jun	2018 Ene-Jun	Abr-Jun	2017 Ene-Jun
Planes de pensión y salud (inactivos)	(1.351)	(2.702)	(1.529)	(3.058)
(Pérdidas) / Ganancias con procesos judiciales, administrativos y arbitrales (*)	(1.636)	(2.908)	92	(1.163)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(997)	(1.772)	(1.224)	(2.583)
Resultado con derivados Commodities	(1.252)	(1.957)	-	-
Participación en las ganancias o resultados	(649)	(1.100)	(20)	(298)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(172)	(285)	(144)	(304)
Gastos operativos con termoeléctricas	(90)	(172)	(83)	(158)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(56)	(136)	(58)	(100)
Reversión / (pérdida) en el valor de recuperación de los activos - Impairment	177	119	(228)	(207)
Gastos (reversiones) con PIDV	11	(12)	394	669
Pérdidas en cuentas incobrables de otras cuentas por cobrar	(58)	(80)	(1.252)	(1.363)
Realización de ajustes por diferencias de cambio	-	-	-	(116)
Ganancias / pérdidas en la remediación - participaciones societarias	-	-	698	698
Resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato"	-	1	89	89
Contratos de ship/take or pay y multas aplicadas	65	78	676	956
Subvenciones y asistencias gubernamentales	63	141	50	127
Gastos /Resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	286	467	372	662
Resultado con enajenación/baja de activos (**)	(1.138)	2.123	5.808	5.685
Otros	330	458	311	521
Total	(6.467)	(7.737)	3.952	57

(*) Incluye diferencia de cambio de R\$ 1.576 referente a la provisión de la Class Action el 30 de junio de 2018.

(**) En 2018, incluye básicamente el resultado con las desinversiones, según nota explicativa 9.1. En 2017, incluye básicamente áreas devueltas, proyectos cancelados y la ganancia en la desinversión de la NTS.

24. Costos y gastos por naturaleza

	Consolidado			
	Abr-Jun/2018	Ene-Jun/2018	Abr-Jun/2017	Ene-Jun/2017
Materiales, servicios, fletes, alquileres y otros	(18.761)	(35.274)	(14.649)	(26.482)
Materia prima y productos para la reventa	(18.845)	(33.298)	(15.461)	(28.077)
Depreciación, agotamiento y amortización	(10.963)	(22.020)	(10.382)	(21.148)
Participación gubernamental	(10.933)	(18.917)	(5.549)	(11.884)
Gastos con personal	(7.721)	(14.949)	(6.613)	(14.366)
(Pérdidas) / Ganancias con procesos judiciales, administrativos y arbitrales	(1.636)	(2.908)	92	(1.163)
Resultado con Derivados Commodities	(1.252)	(1.957)	-	-
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(997)	(1.772)	(1.224)	(2.583)
Gastos tributarios (*)	(359)	(840)	(3.069)	(3.360)
Pérdidas en créditos esperadas	(1.040)	(1.483)	(1.464)	(1.458)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(172)	(285)	(144)	(304)
Proyectos sin viabilidad económica (incluyendo pozos secos y bonos de firma)	(206)	(232)	(300)	(324)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(56)	(136)	(58)	(100)
Reversión / (pérdida) por deterioro del valor de los activos - Impairment	177	119	(228)	(207)
Realización de ajustes por diferencias de cambio	-	-	-	(116)
Ganancias / pérdidas en la remediación - participaciones societarias	-	-	698	698
Resarcimiento de gastos relativos a la Operación "Lava Jato"	-	1	89	89
Resultado con enajenaciones/bajas de activos (**)	(1.138)	2.123	5.808	5.685
Variación de los inventarios	6.173	7.453	448	(1.001)
Total	(67.729)	(124.375)	(52.006)	(106.101)
Estado de Resultados				
Costo de ventas	(52.772)	(100.460)	(45.627)	(90.206)
Gastos de ventas	(4.748)	(8.876)	(3.889)	(6.279)
Gastos de administración y generales	(2.206)	(4.348)	(2.221)	(4.528)
Gastos tributarios (*)	(359)	(840)	(3.069)	(3.360)
Gastos de exploración	(584)	(1.026)	(603)	(899)
Gastos con investigación y desarrollo	(593)	(1.088)	(549)	(886)
Otros gastos, netos	(6.467)	(7.737)	3.952	57
Total	(67.729)	(124.375)	(52.006)	(106.101)

(*) En 2017, incluye los efectos del Programa de Regularización Tributaria (PRT) y del Programa Especial de Regularización Tributaria (PERT), en el valor de R\$ 2.298.
(**) En 2018, incluye básicamente el resultado con las desinversiones, según nota explicativa 9.1. En 2017, incluye básicamente áreas devueltas, proyectos cancelados y la ganancia en la desinversión de la NTS.

25. Resultado financiero, neto

	Consolidado			
	2018		2017	
	Abr-Jun	Ene-Jun	Abr-Jun	Ene-Jun
Gastos con endeudamiento	(5.751)	(12.289)	(5.853)	(12.495)
Diferencias cambiarias y monetarias del endeudamiento neto ^(*)	(1.817)	(5.056)	(3.759)	(6.851)
Ingresos provenientes de inversiones financieras y títulos públicos	529	979	454	874
Resultado financiero sobre endeudamiento neto	(7.039)	(16.366)	(9.158)	(18.472)
Cargas financieras capitalizadas	1.770	3.383	1.548	3.080
Ingresos (pérdidas) sobre instrumentos derivativos	(636)	(285)	166	275
Resultados provenientes de activos financieros	(14)	5	8	7
Actualización financiera de la provisión para desmantelamiento	(597)	(1.191)	(608)	(1.211)
Otros gastos e ingresos financieros netos (**)	3.310	3.611	(1.482)	(1.309)
Otras diferencias cambiarias y monetarias netas	559	950	691	1.040
Resultado financiero neto	(2.647)	(9.893)	(8.835)	(16.590)
Ingresos	4.596	5.697	1.051	1.984
Gastos	(5.346)	(11.196)	(6.868)	(12.813)
Diferencias cambiarias y monetarias, netas	(1.897)	(4.394)	(3.018)	(5.761)
Total	(2.647)	(9.893)	(8.835)	(16.590)

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

(**) Incluye R\$ 2.068 referente al sector eléctrico, según nota explicativa 7.4.

26. Informaciones complementarias al estado de flujo de efectivo

Valores pagados / recibidos durante el período	Consolidado	
	Ene-Jun/2018	Ene-Jun/2017
Impuesto a las ganancias retenido en la fuente de terceros	1.513	1.535
Transacciones de inversiones y financiaciones que no envuelven efectivo		
Adquisición de propiedad, planta y equipo en crédito	152	167
Constitución (reversión) de la provisión para desmantelamiento de áreas	86	96
Uso de depósitos judiciales y créditos fiscales para el pago de contingencia	26	980

27. Informaciones por segmento

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

Activo Consolidado por área de negocio - 30.06.2018

	E&P	Abasteci- miento	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Corriente	15.038	47.646	5.798	209	10.016	83.938	(18.390)	144.255
No corriente	480.684	127.220	53.971	441	9.945	34.419	(653)	706.027
Realizable a largo plazo	28.834	11.591	6.008	11	3.299	31.286	(499)	80.530
Inversiones	4.591	4.661	2.867	146	-	22	-	12.287
Propiedad, planta y equipo	442.331	110.305	44.165	284	5.901	2.652	(154)	605.484
En operación	318.923	96.336	34.826	270	5.126	1.712	(154)	457.039
En construcción	123.408	13.969	9.339	14	775	940	-	148.445
Activos intangibles	4.928	663	931	-	745	459	-	7.726
Activo Total	495.722	174.866	59.769	650	19.961	118.357	(19.043)	850.282

Activo Consolidado por área de negocio - 31.12.2017

	E&P	Abasteci- miento	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Corriente	25.056	41.912	5.992	213	9.795	90.878	(17.937)	155.909
No corriente	453.344	127.015	55.391	413	10.451	30.676	(1.684)	675.606
Realizable a largo plazo	25.206	11.014	7.924	12	3.553	24.772	(1.526)	70.955
Inversiones	4.727	4.937	2.747	108	16	19	-	12.554
Propiedad, planta y equipo	418.421	110.488	43.767	293	6.158	5.388	(158)	584.357
En operación	302.308	96.652	34.999	280	5.300	4.320	(158)	443.701
En construcción	116.113	13.836	8.768	13	858	1.068	-	140.656
Activos intangibles	4.990	576	953	-	724	497	-	7.740
Activo Total	478.400	168.927	61.383	626	20.246	121.554	(19.621)	831.515

Notas explicativas

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



Estado consolidado del resultado por Área de Negocio - Abr-Jun/2018

	E&P	Abasteci- miento	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Ingresos de ventas	48.250	65.431	10.398	214	24.674	-	(64.572)	84.395
Intersegmentos	46.363	14.693	3.005	201	310	-	(64.572)	-
Terceros	1.887	50.738	7.393	13	24.364	-	-	84.395
Costo de ventas	(27.415)	(56.246)	(7.642)	(197)	(23.301)	-	62.029	(52.772)
Ganancia bruta	20.835	9.185	2.756	17	1.373	-	(2.543)	31.623
Gastos	(3.297)	(1.953)	(2.144)	(18)	(1.104)	(6.404)	(37)	(14.957)
Gastos de ventas	(72)	(1.472)	(1.847)	(2)	(805)	(527)	(23)	(4.748)
Gastos generales y de administración	(206)	(346)	(110)	(19)	(210)	(1.313)	(2)	(2.206)
Gastos de exploración	(584)	-	-	-	-	-	-	(584)
Gastos con investigación y desarrollo tecnológico	(423)	(9)	(20)	-	-	(141)	-	(593)
Gastos tributarios	(28)	(125)	(50)	(4)	(16)	(136)	-	(359)
Otros ingresos y gastos operativos, netos	(1.984)	(1)	(117)	7	(73)	(4.287)	(12)	(6.467)
Ganancia (Pérdida) neta antes del resultado financiero, participación e impuestos	17.538	7.232	612	(1)	269	(6.404)	(2.580)	16.666
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(2.647)	-	(2.647)
Resultado de participaciones en inversiones	12	307	15	(27)	-	3	-	310
Ganancia (Pérdida) neta antes de los impuestos sobre la renta	17.550	7.539	627	(28)	269	(9.048)	(2.580)	14.329
Impuestos sobre la renta	(5.963)	(2.459)	(208)	1	(92)	3.206	877	(4.638)
Ganancia (Pérdida) neta	11.587	5.080	419	(27)	177	(5.842)	(1.703)	9.691
Ganancia (Pérdida) atribuible a:								
Accionistas de Petrobras	11.592	5.259	271	(27)	122	(5.442)	(1.703)	10.072
Accionistas no controladores	(5)	(179)	148	-	55	(400)	-	(381)
Ganancia (Pérdida) neta	11.587	5.080	419	(27)	177	(5.842)	(1.703)	9.691

Notas explicativas

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



Estado consolidado del resultado por Área de Negocio - 30.06.2018

	E&P	Abasteci- miento	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Ingresos de ventas	88.958	120.760	19.596	434	48.090	-	(118.982)	158.856
Intersegmentos	85.377	26.816	5.762	403	624	-	(118.982)	-
Terceros	3.581	93.944	13.834	31	47.466	-	-	158.856
Costo de ventas	(51.503)	(105.403)	(13.475)	(404)	(45.146)	-	115.471	(100.460)
Ganancia (Pérdida) bruta	37.455	15.357	6.121	30	2.944	-	(3.511)	58.396
Gastos	(2.447)	(4.321)	(4.718)	(39)	(2.133)	(10.185)	(72)	(23.915)
Gastos de ventas	(141)	(2.915)	(3.684)	(3)	(1.560)	(523)	(50)	(8.876)
Gastos generales y de administración	(456)	(689)	(232)	(34)	(410)	(2.525)	(2)	(4.348)
Gastos de exploración	(1.026)	-	-	-	-	-	-	(1.026)
Gastos con investigación y desarrollo tecnológico	(758)	(19)	(33)	-	(1)	(277)	-	(1.088)
Gastos tributarios	(192)	(205)	(85)	(8)	(38)	(312)	-	(840)
Otros ingresos y gastos operativos, netos	126	(493)	(684)	6	(124)	(6.548)	(20)	(7.737)
Ganancia (Pérdida) neta antes del resultado financiero, participación e impuestos	35.008	11.036	1.403	(9)	811	(10.185)	(3.583)	34.481
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(9.893)	-	(9.893)
Resultado de participaciones en inversiones	13	747	90	(32)	-	3	-	821
Ganancia (Pérdida) neta antes de los impuestos sobre la renta	35.021	11.783	1.493	(41)	811	(20.075)	(3.583)	25.409
Impuestos sobre la renta	(11.903)	(3.752)	(477)	3	(276)	6.593	1.219	(8.593)
Ganancia (Pérdida) neta	23.118	8.031	1.016	(38)	535	(13.482)	(2.364)	16.816
Ganancia (Pérdida) atribuible a:								
Accionistas de Petrobras	23.128	8.315	752	(38)	393	(13.153)	(2.364)	17.033
Accionistas no controladores	(10)	(284)	264	-	142	(329)	-	(217)
Ganancia (Pérdida) neta	23.118	8.031	1.016	(38)	535	(13.482)	(2.364)	16.816

Estado consolidado del resultado por Área de Negocio - Abr-Jun/2017

	E&P	Abasteci- miento	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Ingresos de ventas	31.804	51.301	9.268	154	20.327	-	(45.858)	66.996
Intersegmentos	30.674	12.340	2.365	146	333	-	(45.858)	-
Terceros	1.130	38.961	6.903	8	19.994	-	-	66.996
Costo de ventas	(21.356)	(44.662)	(6.727)	(165)	(19.001)	-	46.284	(45.627)
Ganancia bruta	10.448	6.639	2.541	(11)	1.326	-	426	21.369
Gastos	(3.315)	(1.997)	4.449	(19)	(967)	(4.583)	53	(6.379)
Gastos de ventas	(108)	(1.290)	(1.754)	(1)	(808)	13	59	(3.889)
Gastos generales y de administración	(237)	(358)	(115)	(19)	(214)	(1.277)	(1)	(2.221)
Gastos de exploración	(603)	-	-	-	-	-	-	(603)
Gastos con investigación y desarrollo tecnológico	(377)	(9)	(22)	-	(1)	(140)	-	(549)
Gastos tributarios	(66)	(56)	(617)	(4)	(18)	(2.308)	-	(3.069)
Otros ingresos y gastos operativos, netos	(1.924)	(284)	6.957	5	74	(871)	(5)	3.952
Ganancia (Pérdida) neta antes del resultado financiero, participación e impuestos	7.133	4.642	6.990	(30)	359	(4.583)	479	14.990
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(8.835)	-	(8.835)
Resultado de participaciones en inversiones	117	423	86	(8)	(1)	(2)	-	615
Ganancia (Pérdida) neta antes de los impuestos sobre la renta	7.250	5.065	7.076	(38)	358	(13.420)	479	6.770
Impuestos sobre la renta	(2.425)	(1.578)	(2.376)	10	(123)	177	(163)	(6.478)
Ganancia (Pérdida) neta	4.825	3.487	4.700	(28)	235	(13.243)	316	292
Ganancia (Pérdida) atribuible a:								
Accionistas de Petrobras	4.871	3.470	4.603	(28)	235	(13.151)	316	316
Accionistas no controladores	(46)	17	97	-	-	(92)	-	(24)
Ganancia (Pérdida) neta	4.825	3.487	4.700	(28)	235	(13.243)	316	292

Notas explicativas

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



Estado consolidado del resultado por Área de Negocio - 30.06.2017

	E&P	Abasteci- miento	Gas & Energía	Biocombus- tibles	Distribución	Corporativo	Eliminación	Total
Ingresos de ventas	65.055	105.230	16.971	317	41.239	-	(93.451)	135.361
Intersegmentos	62.805	25.103	4.579	303	661	-	(93.451)	-
Terceros	2.250	80.127	12.392	14	40.578	-	-	135.361
Costo de ventas	(42.786)	(91.213)	(11.987)	(343)	(38.370)	-	94.493	(90.206)
Ganancia bruta	22.269	14.017	4.984	(26)	2.869	-	1.042	45.155
Gastos	(5.248)	(4.119)	3.561	(14)	(1.952)	(8.237)	114	(15.895)
Gastos de ventas	(211)	(2.667)	(1.989)	(3)	(1.556)	20	127	(6.279)
Gastos generales y de administración	(482)	(725)	(283)	(42)	(429)	(2.566)	(1)	(4.528)
Gastos de exploración	(899)	-	-	-	-	-	-	(899)
Gastos con investigación y desarrollo tecnológico	(539)	(19)	(35)	-	(1)	(292)	-	(886)
Gastos tributarios	(100)	(113)	(679)	(13)	(37)	(2.418)	-	(3.360)
Otros ingresos y gastos operativos, netos	(3.017)	(595)	6.547	44	71	(2.981)	(12)	57
Ganancia (Pérdida) neta antes del resultado financiero, participación e impuestos	17.021	9.898	8.545	(40)	917	(8.237)	1.156	29.260
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(16.590)	-	(16.590)
Resultado de participaciones en inversiones	151	966	175	(63)	(1)	(1)	-	1.227
Ganancia (Pérdida) neta antes de los impuestos sobre la renta	17.172	10.864	8.720	(103)	916	(24.828)	1.156	13.897
Impuestos sobre la renta	(5.787)	(3.365)	(2.905)	13	(312)	3.951	(393)	(8.798)
Ganancia (Pérdida) neta	11.385	7.499	5.815	(90)	604	(20.877)	763	5.099
Ganancia (Pérdida) atribuible a:								
Accionistas de Petrobras	11.371	7.530	5.624	(90)	604	(21.037)	763	4.765
Accionistas no controladores	14	(31)	191	-	-	160	-	334
Ganancia (Pérdida) neta	11.385	7.499	5.815	(90)	604	(20.877)	763	5.099

28. Procesos judiciales y contingencias

28.1. Procesos judiciales provisionados

La Compañía realiza provisiones en un monto suficiente para cubrir las pérdidas consideradas probables y confiablemente estimables. Las principales acciones se refieren a:

- Procesos laborales, con destaque: (i) acciones individuales de revisión de la metodología de cálculo del complemento de remuneración mínima por nivel y régimen de trabajo (RMNR); (ii) diferencias de cálculo de los reflejos de horas extras en el descanso semanal remunerado; y (iii) acciones de subcontratados.
- Procesos fiscales, incluyendo: (i) la no ratificación de compensaciones de impuestos federales; (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) acuerdo para terminar la acción colectiva consolidada delante la Corte Federal de Nueva York; (ii) cobro de royalties sobre la actividad de extracción de esquisto; (iii) reclamación por incumplimiento contractual relacionado con la construcción de plataforma; (iv) indemnización proveniente de acción de expropiación de área para la constitución de servidumbre de pasaje; (v) cobro de royalties y participaciones gubernamentales sobre producción de gas; (vi) multas aplicadas por la ANP en relación con los sistemas de medición; y (vii) la acción de indemnización de naturaleza civil.

Los montos de las provisiones son los siguientes:

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Pasivo corriente y no corriente		
Laborales	4.456	4.513
Fiscales	4.381	4.065
Civiles	16.536	14.362
Ambientales	400	300
Otros	1	1
Total	25.774	23.241
Pasivo corriente	12.398	7.463
Pasivo no corriente	13.376	15.778

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Saldo Inicial	23.241	11.052
Adición, neta de reversión	1.000	12.726
Utilización	(829)	(1.448)
Actualización	2.025	909
Otros	337	2
Saldo Final	25.774	23.241

En la preparación de los estados financieros del primer semestre de 2018, la Compañía consideró todas las informaciones disponibles sobre los procesos en los que es parte involucrada para realizar las estimaciones de los valores de las obligaciones y la probabilidad de salida de recursos.

En el semestre finalizado el 30 de junio de 2018, los principales movimientos en la provisión ocurrieron en la revisión del éxito en acción de indemnización de naturaleza civil en Petrobras, además de decisiones judiciales y administrativas desfavorables a la Compañía en diversos procesos, que resultaron en la alteración de la expectativa de pérdida para probable, parcialmente compensadas por la reversión de acciones colectivas sobre RMNR después de la decisión del Supremo Tribunal Federal – STF, con base en la nota explicativa 28.3.1.

Además, se destaca la diferencia de cambio de la provisión de la *Class Action* en el período, y el pago de impuestos sobre el envío de la primera cuota del Acuerdo de Acción Colectiva por Petrobras el primer de marzo de 2018, según nota explicativa 28.4.1.

28.2. Depósitos judiciales

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

Activo no corriente	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Fiscales	14.486	10.922
Civiles	3.086	2.947
Laborales	4.349	3.998
Ambientales	606	581
Otros	18	17
Total	22.545	18.465

	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Saldo Inicial	18.465	13.032
Adición, neta de reversión	3.725	5.155
Utilización	(246)	(441)
Actualización de intereses	512	721
Otros	89	(2)
Saldo Final	22.545	18.465

En el primer semestre de 2018, la Compañía realizó depósitos judiciales por el monto de R\$ 3.725 incluyendo depósitos resultantes de la decisión desfavorable proferida por el Tribunal Regional Federal del RJ en octubre de 2017, al entender que las remesas para pago de fletamento, en el período de 1999 a 2002, estarían sujetas al impuesto retenido en la fuente, y depósitos garantizando acciones de ganancia de controladas y asociadas en el exterior, no considerada en la base de cálculo del IRPJ y CSLL, con base en la nota 28.3.

28.3. 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 30 de junio de 2018, para los cuales la posibilidad de pérdida es considerada posible, son presentados en la siguiente tabla:

Naturaleza	Consolidado	
	30.06.2018	31.12.2017
Fiscales	131.715	129.466
Laborales	30.508	23.825
Civiles - Generales	35.940	31.825
Civiles - Ambientales	8.385	7.787
Total	206.548	192.903

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

Descripción de los procesos de naturaleza fiscal

	Estimativa	
	30.06.2018	31.12.2017
Actor: Secretaría de Hacienda Federal de Brasil.		
1) Incidencia del Impuesto sobre la Renta Retenido en la Fuente - IRRF y Contribución de Intervención en el Dominio Económico - CIDE y PIS/COFINS-importación sobre las remesas para el pago de fletes de embarcaciones. Situación actual: La discusión jurídica relacionada con la incidencia de Impuesto sobre la renta retenido en la fuente - IRRF, en el período de 1999 a 2002, trata de la legalidad de acto normativo de la Receita Federal que garantiza alícuota cero para dichas remesas. La Compañía ratifica la clasificación de la pérdida como posible en virtud de que haya manifestaciones favorables al entendimiento de la Compañía en los Tribunales Superiores y procurará asegurar la defensa de sus derechos. Los demás procesos involucrando a CIDE y PIS / COFINS se encuentran en fase administrativa y judicial diversas y son clasificados como posible en función de haber previsión legal en línea con el entendimiento de la Compañía.	43.970	43.141
2) Ganancia de controladas y coligadas domiciliadas en el exterior no considerada en la base de cálculo del IRPJ y CSLL. Situación actual: La cuestión involucra procesos en fase administrativa y judicial diversas, permaneciendo como pérdida posible frente al hecho de que hay manifestaciones favorables al entendimiento de la Compañía en los Tribunales Superiores.	13.414	13.191
3) Pedidos de compensación de tributos federales no homologados por la Hacienda Federal. Situación actual: La cuestión envuelve procesos en diversas fases administrativas y judiciales.	11.862	11.977
4) Incidencia de contribuciones a la seguridad social en el pago de abono y gratificación contingente a los empleados. Situación actual: Aguardando juicio de defensa y recursos en la esfera administrativa y judicial.	5.165	5.097
5) Cobro del CIDE-Combustibles en transacciones con distribuidoras y puestos de combustibles detentores de mandatos liminares que determinaban las ventas sin repase del referido impuesto. Situación actual: La cuestión envuelve procesos en fase judicial en etapas diversas.	2.252	2.224
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. En el año 2017, tras examinar los fundamentos de dichas decisiones, la Compañía modificó para pérdida probable el procedimiento de deducción que superaba el límite del 20% y para la pérdida remota la discusión relativa a la deducción dentro de ese límite. Las cuestiones restantes, cuyo fundamento jurídico es distinto, permanecen en este ítem como pérdida posible y se encuentran en fase administrativa y judicial.	2.062	2.028

Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de São Paulo

7) 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 fases administrativa y judicial diversas. 2.984 2.933

8) Cobro de ICMS debido al no encuadramiento de la admisión temporaria por el hecho del o despacho aduanero de la importación de la sonda haber sido realizado en el Estado de RJ y no en el Estado de SP.

Situación actual: La cuestión envuelve procesos en fase judicial. 2.545 2.518

Actor: Secretaría de Hacienda de RJ, BA y AL.

9) Exigencia de ICMS en operaciones de salida de Gas Natural Licuado - GNL e C5+ con emisión de documento fiscal no acepto por la autoridad fiscal, así como cuestionamiento del derecho de aprovechar el crédito.

Situación actual: La cuestión envuelve procesos en diversas fases administrativas y judiciales. 4.594 4.519

Actor: Municipalidades de Anchieta, Aracruz, Guarapari, Itapemirim, Matarazes, Linhares, Vila Velha y Vitória.

10) Cobro de impuesto incidente sobre servicios prestados en aguas marítimas (ISSQN) en favor de algunos municipios localizados en el Estado de Espírito Santo, con el argumento que el servicio fuera prestado en sus "respectivos territorios marítimos".

Situación actual: La cuestión envuelve procesos en diversas fases administrativas y judiciales. 4.258 4.050

Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de RJ, SP, PR, RO y MG

11) Cobro de diferencias de alícuotas de ICMS en operaciones de venta de queroseno de aviación para empresas aéreas en el mercado interno, y otros cuestionamientos derivados de la utilización del beneficio fiscal del ICMS.

Situación actual: La cuestión involucra procesos que están en las instancias administrativa y judicial. 3.667 3.595

Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de RJ, AL, AM, PA, BA, GO, MA, SP y PE.

12) Crédito del ICMS no revertido debido a salidas exentas o libres de impuestos, propias o promovidas por terceros en operaciones subsecuentes.

Situación actual: La cuestión involucra procesos que están en las instancias administrativa y judicial diversas. 3.563 3.404

Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de RJ, SP, ES, BA, PE, MG, RS, AL y SE.

13) Apropiación de crédito de ICMS sobre adquisiciones de mercancías que, en el entendimiento de la fiscalización, no configurarían bienes del activo de propiedad, planta y equipo.

Situación actual: La cuestión involucra procesos aún en la esfera administrativa, y otras en la esfera judicial. 3.266 3.287

Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de PR, AM, BA, ES, PA, PE, SP y PB

14) Incidencia de ICMS sobre diferencias en el control de los inventarios físicos y fiscales.

Situación actual: La cuestión involucra procesos que están en las instancias administrativa y judicial. 3.346 3.227

Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de SP, RS y SC

15) Cobro de ICMS sobre las importaciones de gas natural provenientes de Bolivia, bajo la excusa de que estos estados eran los destinatarios finales (consumidores) del gas importado.

Situación actual: La cuestión involucra procesos judiciales y administrativos, así como tres demandas civiles originarias pendientes en el Supremo Tribunal Federal. 2.843 2.817

Actor: Secretaría de Hacienda de los Estados de SP, CE, PB, RJ, BA, PA y AL.

16) Cobro y crédito de ICMS en operaciones de consumo interno de aceite bunker y de aceite diésel marítimo destinados a embarcaciones fletadas.

Situación actual: Hay actuaciones elaboradas por los Estados, con algunas todavía en discusión en la instancia administrativa y otras en la instancia judicial. 1.949 1.912

Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de RJ, SP, SE y BA.

17) Utilización de créditos de ICMS en la adquisición de taladros de perforación y de productos químicos utilizados en la formulación de fluido de perforación.

Situación actual: La cuestión involucra procesos en fases administrativas y judiciales diversas. 1.759 1.696

Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de AM, BA, RS y RJ.

18) Cobro de ICMS por los Estados debido a controversia sobre la formación de la base de cálculo en operaciones interestatales e internas de transferencias entre establecimientos de un mismo contribuyente.

Situación actual: La cuestión involucra procesos aún en la fase administrativa y otros en la fase judicial. 1.502 1.481

Actores: Estados de GO, PA, RJ, RR, SC, SP y TO

19) Cobro de ICMS - ST sobre el envío y devolución simbólica de queroseno de aviación al establecimiento minorista que, en el entendimiento de la fiscalización, hay retención y pago del ICMS-ST por las operaciones posteriores por tratarse de envío para contribuyente minorista establecido en el Estado.

Situación actual: La cuestión involucra procesos en fases administrativa y judicial diversas. 1.478 1.376

Actor: Secretaría de Hacienda del Estado de Pernambuco

20) Cobro de ICMS sobre ventas interestatales de gas natural con destino a las distribuidoras ubicadas en su Estado. La fiscalización entiende que las operaciones serían de transferencia, una vez que las actividades realizadas en el "city-gate" son de industrialización, caracterizándolo como un establecimiento y consecuentemente exigiendo la diferencia entre el impuesto incidente en la operación de venta y de transferencia.

Situación actual: La cuestión involucra procesos en la esfera judicial. 1.134 1.108

Actor: Secretarías de Hacienda de los Estados de MG, MT, GO, RJ, PA, CE, BA, PR, SE, AL, RN, SP y PR.

21) 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. 1.164 941

22) Otros procesos de naturaleza fiscal

12.938 12.944

Total de procesos de naturaleza fiscal 131.715 129.466

Descripción de los procesos de naturaleza laboral	Estimativa	
	30.06.2018	31.12.2017
Actores: Sindipetro de los estados de ES, RJ, BA, MG, SP, PE, PB, RN, CE, PI, PRY SC.		
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: El Pleno del Tribunal Superior del Trabajo juzgó el incidente de recurso repetitivo instaurado y decidió contrariamente a la Compañía. Considerando las premisas fijadas por la tesis proclamada en la sesión de juicio en el TST, la Compañía actualizó los valores según su mejor estimación. La Compañía ingresó con medida cautelar en el STF y obtuvo una decisión favorable suspendiendo todos los procesos a nivel nacional, que dio lugar al cambio de la expectativa de probable para posible en algunos procesos. La Compañía espera la publicación de la sentencia para definir las nuevas medidas pertinentes y considera que la decisión del TST y la suspensión obtenida en el STF no alteran el análisis de motivos de la causa.	21.665	14.940
Actores: Sindicato de los Petroleiros del Norte Fluminense – SINDIPETRO/NF		
2) El actor tiene como objetivo condenar a la Compañía a pagar como extraordinarias las horas de trabajo que superan el límite diario de 12 horas de trabajo efectivo en el sistema de guardia. También tiene la intención de obligar a la Compañía a cumplir con el límite de 12 horas de trabajo efectivo en el sistema de guardia y el intervalo intermedio de 11 horas, sujeto a una multa diaria. Situación actual: El proceso se encuentra en el Tribunal Superior del Trabajo, para el juicio del recurso de revisión del reclamante.	1.324	1.286
3) Otros procesos de naturaleza laboral	7.519	7.599
Total de los procesos de naturaleza laboral	30.508	23.825
Descripción de los procesos de naturaleza civil	Estimativa	
	30.06.2018	31.12.2017
Actor: Agencia Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP		
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, tales como: • Lula / Cernambi: los valores de las supuestas diferencias de participaciones especiales fueron depositados judicialmente, pero con la casación de la liminar favorable, sigue suspendido el arbitraje y actualmente las diferencias han sido pagadas directamente a la ANP hasta que sea reformada la decisión judicial correspondiente; • Baúna y Piracaba: el Tribunal revisó el orden anterior que vedaba el depósito judicial, de modo que Petrobras, actualmente, viene depositando los valores controvertidos. Se suspende el arbitraje; • Tartaruga Verde y Mestiças: Petrobras también fue autorizada a realizar los depósitos de los valores controvertidos. El Tribunal Regional Federal de la Segunda Región entendió por la competencia del Tribunal Arbitral, autorizando la prosecución del arbitraje; • 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. El Poder Judicial dictó decisiones permitiendo la continuación del arbitraje. En consecuencia, el Tribunal Arbitral del caso Parque das Baleias dictó una decisión cautelar alejando el cobro de participaciones especiales realizadas por la ANP, determinando que Petrobras ofrezca garantía para los débitos a ser negociados con la ANP.	10.008	8.711
2) Procesos administrativos que discuten la diferencia de participación especial y royalties en varios campos. También incluye la discusión de multas impuestas por la ANP por supuesto incumplimiento del programa exploratorio mínimo e irregularidades en el cumplimiento de normas aplicables a la industria de petróleo. Situación actual: Las cuestiones envuelven procesos en fase administrativa y judicial en diversas fases. Esta línea incluía el proceso involucrando el campo de Lula que fue, en diciembre de 2017, transferido para pérdida remota, siendo, al final de marzo de 2018, puesta a cero la exposición en razón de la cancelación de la imposición.	5.968	5.410
Actor: Diversos actores en Brasil y EIG Management Company en los Estados Unidos		
3) Arbitrajes en Brasil y acción judicial en los Estados Unidos referentes a Sete Brasil Participações S. A. Situación actual: La acción judicial propuesta por la EIG y las afiliadas alega que la Compañía habría practicado fraude al inducir a los autores a invertir en la "Siete", a través de comunicaciones que habrían dejado de revelar un supuesto esquema de corrupción que involucra a Petrobras y la "Siete". La Corte Federal del Distrito de Columbia acogió en parte la defensa preliminar de Petrobras (motion to dismiss). Petrobras recurrió de la parte de la decisión referente a su defensa preliminar que le fue desfavorable. El 19 de enero de 2018 se celebró una audiencia para la presentación de argumentos orales de las partes relativas al recurso ante la Corte Federal de Apelaciones del Distrito de Columbia. El 3 de julio de 2018, una clase de la Corte Federal de Apelaciones dictó decisión, por mayoría, rechazando el recurso interpuesto por Petrobras. Esta decisión no evaluó el mérito de las alegaciones de la EIG y sólo analizó si Estados Unidos tiene jurisdicción en el caso. El 2 de agosto de 2018, Petrobras interpuso recurso para el órgano colegiado superior de la Corte de Apelaciones de esta decisión.	7.579	7.036
Actor: Vantage Deepwater Company y Vantage Deepwater Drilling Inc.		
4) Arbitrajes en los Estados Unidos acerca de la terminación unilateral del contrato de servicios de perforación vinculado al buque sonda Titanium Explorer. Situación actual: Decisión desfavorable fue dictada el 02/07/2018. El Tribunal Arbitral formado por tres árbitros decidió por mayoría, con un voto divergente, que Vantage tiene derecho a US\$ 622,02 millones de resarcimiento por la rescisión anticipada del contrato de servicios de perforación de la sonda Titanium Explorer y por servicios facturados. Petrobras cuestionará la decisión arbitral dictada por mayoría en razón de que le fueron negadas las protecciones fundamentales de imparcialidad y debido proceso legal, conforme manifestación del árbitro disidente. Teniendo en cuenta los argumentos presentados por el árbitro disidente y con base en la evaluación de los asesores jurídicos, la Compañía mantuvo como posibles	2.495	1.323

las posibilidades de éxito, y ninguna provisión contable fue reconocida.

5) Procesos diversos de naturaleza civil	9.890	9.345
Total de los procesos de naturaleza civil	35.940	31.825

Descripción de los procesos de naturaleza ambiental

	Estimativa	
	30.06.2018	31.12.2017
Actor: Ministério Público Federal, Ministério Público Estadual del Paraná, AMAR - Associação de Defesa do Meio Ambiente de Araucária, IAP - Instituto Ambiental del Paraná e IBAMA - Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis.		
1) Proceso judicial que discute obligación de hacer indemnización pecuniaria y daño moral referente al accidente ambiental ocurrido en el Estado de Paraná el 16/07/2000. Situación actual: Procesos sostenidos en parte por juicio contra el que los autores y la Compañía, parte demandada, interpusieron recursos.	3.315	3.115
Actores: Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA y Ministério Público Federal		
2) Procesos administrativos derivados de multas ambientales relacionadas a operación de exploración y producción (<i>upstream</i>), impugnadas por haber divergencia cuanto a interpretación y aplicación de normas por IBAMA, así como una Acción Civil Pública movida por Ministério Público Federal por supuesto daño ambiental, en virtud del hundimiento accidental de la plataforma P-36. Situación actual: Cuanto a las penalidades, algunas aguardan juicio de defensa y recurso en la esfera administrativa, en cuanto otras ya se encuentran en fase de discusión judicial. Cuanto a la acción civil pública, la Compañía recurrió de la sentencia que fue desfavorable en el juicio de primer grado, y acompaña el trámite del recurso en juicio por el Tribunal Regional Federal.	1.481	1.469
3) Otros procesos de naturaleza ambiental	3.589	3.203
Total de los procesos de naturaleza ambiental	8.385	7.787

28.4. Acciones colectivas (*class actions*) y procesos relacionados

28.4.1. 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, en la 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 rastreables 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 de valores de Petrobras, PifCo y / o PGF, entre el 22 de enero de 2010 y el 28 de julio de 2015, en la Bolsa de Nueva York (*New York Securities Exchange*) o por medio de otras transacciones ocurridas en Estados Unidos, y que sufrieron pérdidas.

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

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

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

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

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, que estaba sujeto a la aprobación judicial (el "Acuerdo de la Acción Colectiva").

El Acuerdo de Acción Colectiva tuvo 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. 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 rastreados 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.

El Acuerdo de Acción Colectiva elimina el riesgo de un juicio desfavorable, que, según lo anteriormente reportado por Petrobras, podría causar un efecto material adverso a la Compañía y su situación financiera, así como elimina incertidumbres, cargas y costos asociados a la continuidad de esa disputa.

En el Acuerdo de Acción Colectiva, Petrobras (junto con su subsidiaria PGF) acordó pagar US\$ 2.950 millones (R\$ 9.759), en dos cuotas de US\$ 983 millones (R\$ 3.252) y una última cuota de US\$ 984 millones (R\$ 3.255). De esta forma, la Compañía reconoció en el resultado del cuarto trimestre de 2017, en otros gastos operativos, el valor de R\$ 11.198 considerando impuestos (*gross up*) de la parcela referente a Petrobras. El primer de marzo de 2018, Petrobras y PGF depositaron la primera parte del acuerdo en una cuenta designada por el autor líder de la Acción Colectiva ("*Escrow Account*"), registrada en otros activos en el activo corriente. La segunda parcela fue depositada en 2 de julio de 2018, diez días después de la aprobación final del Acuerdo de Acción Colectiva. La tercera parte se depositará hasta 15 de enero de 2019. La actualización cambiaria de la provisión generó un gasto de R\$ 1.576, registrado en otros gastos operacionales.

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 fueron notificados y tuvieron la oportunidad de adherir o no al mismo, así como presentaron objeciones.

Después de la notificación y el período para objeciones, la Corte Distrital condujo una audiencia, el 4 de junio de 2018, con la finalidad de escuchar los argumentos de las partes y de los objetores, habiendo sido pronunciada la decisión el 22 de junio de 2018 que aprobó definitivamente el acuerdo y rechazó las impugnaciones presentadas por los objetores. Algunos objetores apelaron de la decisión definitiva. Si las instancias superiores anulan el acuerdo, o si el acuerdo no se vuelve final por otras razones, la Compañía volverá a la posición en que estaba antes del Acuerdo de Acción Colectiva y, dependiendo del resultado de la disputa subsiguiente, la Compañía puede ser obligada a pagar cantidades sustanciales que pueden tener un efecto material adverso a su condición financiera, sus resultados operativos consolidados o su efectivo consolidado 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.

Con respecto a las trece Acciones individuales pendientes, sólo dos autores ejercieron la opción de ser excluidos del Acuerdo de la Acción Colectiva. Las acciones de los dos autores que optaron por no adherirse al Acuerdo de Acción Colectiva continuarán.

Las Acciones Individuales Pendientes restantes 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 u oponentes, la decisión de la corte en cuestiones clave, y análisis de expertos. Salvo lo dispuesto anteriormente, la Compañía no es capaz de determinar una estimación confiable de eventuales pérdidas, si las hay, con las Acciones Individuales Pendientes de autores que decidieron no adherirse al Acuerdo de Acción Colectiva.

La Compañía pretende defenderse firmemente en esas acciones.

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

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.

El 23 de agosto de 2017 se celebró una audiencia en la Corte Distrital de Rotterdam para establecer el cronograma del proceso. Petrobras y otros reos presentaron defensas preliminares el 29 de noviembre de 2017 y la Fundación presentó su respuesta el 28 de marzo de 2018. El 28 de junio de 2018, se celebró una audiencia para la presentación de argumentos orales de las partes. La Corte informó que pronunciará su decisión -la cual podrá ser tanto una decisión no definitiva como una sentencia final- sobre esos temas preliminares el 19 de septiembre de 2018. En caso de que el proceso no sea extinguido o suspendido, las partes y la Corte discutirán el curso siguiente del proceso, a finales de 2018, con base en la estructura de la defensa de Petrobras.

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.

28.4.3. Arbitraje y procesos judiciales en Brasil

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.

29. Garantías a los contratos de concesión para exploración de petróleo

Petrobras concedió garantías a la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles - ANP en un total de R\$ 7.471 para los Programas de Exploraciones Mínimas previstos en los contratos de concesión de áreas de exploración, permaneciendo en vigor R\$ 3.220 netos de los compromisos ya cumplidos. De dicho monto, R\$ 2.706 corresponden a la entrega en garantía de petróleo de campos previamente identificados y ya en fase de producción, y R\$ 514 se refieren a garantías bancarias.

30. 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 30 de junio de 2018, reconocidas como otros activos y pasivos corrientes, además de los valores reconocidos en el resultado, otros resultados integrales del ejercicio y garantías dadas como colaterales por naturaleza de las operaciones:

	Valor referencia		Posición financiera consolidada Valor razonable		Vencimiento
	30.06.2018	31.12.2017	Posición Activa (Pasiva)		
	30.06.2018	31.12.2017	30.06.2018	31.12.2017	
Derivados no designados como hedge					
Contratos Futuros (*)	(6.227)	(15.561)	(136)	(323)	
Compra/Petróleo y derivados	45.212	43.862	-	-	2018
Venta/Petróleo y derivados	(51.439)	(59.423)	-	-	2018
Contratos de opciones OTC (*)					
Venta/Petróleo y derivados	128.000	-	16	-	2018
Contratos a término					
Compra/Cambio (BRL/USD) (**)	US\$ 62	US\$ 55	5	1	2018
Venta/Cambio (BRL/USD) (**)	US\$ 89	US\$ 78	(14)	(1)	2018
Compra/Cambio (EUR/USD) (**)	EUR 2.700	-	(9)	-	2019
SWAP					
Cambio - cross currency swap (**)	GBP 700	GBP 700	374	305	2026
Cambio - cross currency swap (**)	GBP 600	GBP 600	(81)	41	2034
Total reconocido en el Balance General			155	23	

(*) Valor referencia en mil bbl.

(**) Valores en US\$ (dólares), GBP (libras) y EUR (euros) representan millones de las respectivas monedas.

	Ganancia / (Pérdida) reconocida en los estados de resultados del periodo (*)				Ganancia / (Pérdida) reconocida en el Patrimonio Neto (**)			
	Abr-Jun	Ene-Jun 2018	Abr-Jun	Ene-Jun 2017	Abr-Jun	Ene-Jun 2018	Abr-Jun	Ene-Jun 2017
	Derivados de commodities	(1.252)	(1.957)	140	252	-	-	-
Derivados de moneda	(636)	(285)	29	31	-	-	-	-
Derivados sobre interés	-	-	(3)	(8)	-	-	(1)	1
Total	(1.888)	(2.242)	166	275	-	-	(1)	1
Hedge de flujo de efectivo relacionado con exportaciones (***)	(2.846)	(5.507)	(2.371)	(4.806)	(27.743)	(26.181)	(5.370)	2.524
Total	(4.734)	(7.749)	(2.205)	(4.531)	(27.743)	(26.181)	(5.371)	2.525

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

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

(***) Uso de instrumentos financieros no derivados, tal como se establece en la nota 30.2.

	Garantías dadas (recibidas) como colaterales	
	30.06.2018	31.12.2017
	Derivados de commodities	278
Derivados de moneda	(734)	(166)
Total	(456)	513

El análisis de sensibilidad del monto de los instrumentos financieros derivados con respecto a los diferentes tipos de riesgo de mercado el 30 de junio de 2018 se presenta a continuación:

Operaciones	Riesgo	Consolidado		
		Escenario Probable (*)	Escenario Posible (Δ de 25%)	Escenario Remoto (Δ de 50%)
Derivados no designados como Hedge				
Contratos Futuros	Petróleo y Derivados - Fluctuación de precios	-	(512)	(1.023)
Contratos a término	Cambio - Desvalorización del BRL ante el USD	(1)	25	51
Opciones OTC	Petróleo y Derivados - Fluctuación de precios	-	(15)	(16)
Total		(1)	(502)	(988)

(*) Los escenarios probables fueron calculados considerando las siguientes variaciones para los riesgos: Precios de Petróleo y Derivados - valor justo en 30.Jun.2018 / Real x Dólar - valorización del real en el 1,4%. Fuente: Focus

30.1. Gestión de riesgo de los precios de petróleo y derivados

Petrobras tiene preferencia por la exposición al ciclo de precios, a la realización sistemática de protección de las operaciones de compra o venta de mercancías, cuyo objetivo sea atender sus necesidades operacionales, con utilización de instrumentos financieros derivados. Sin embargo, condicionada al análisis del ambiente de negocios y de las perspectivas de realización del Plan de Negocios y Gestión, la aplicación de estrategia de protección ocasional con derivados puede ser aplicable.

De esta forma, Petrobras ejecutó estrategia de *hedge* protectivo de parte de su producción de aceite prevista para el año 2018 (contratos de opciones - OTC). Las operaciones se realizaron a lo largo de los meses de febrero y marzo, en volumen equivalente a 128 millones de barriles de petróleo. Se adquirieron opciones de venta con precio de ejercicio referenciado en la media de las cotizaciones del petróleo tipo Brent de aquellos meses hasta el final de 2018, con un costo promedio de US\$ 3,48 por barril y precio de ejercicio medio en torno a US\$ 65/barril. El vencimiento de las opciones se dará al final del año.

La operación pretende proteger parte de la generación operacional de caja proyectada por la Compañía para el año 2018, garantizando un nivel de precio mínimo para el volumen de producción objeto de la operación sin, sin embargo, frenar el precio si la cotización media del Brent en el año supera el valor de referencia. Así, hay protección en los escenarios de baja de los precios y sigue habiendo frucción de los precios más altos en los escenarios de alta del Brent. El objetivo es reducir el impacto negativo en la generación de caja de la empresa en los escenarios de precio más adversos, aumentando el grado de confianza de la estrategia de desapalancamiento.

En el primer semestre de 2018, en función de la marcación a mercado de las opciones de venta de este *hedge* protector y como consecuencia de la valorización del *commodity* en el mercado internacional, se constató una variación negativa en las opciones de venta por el monto de R\$ 1.450, en el segmento corporativo, registrado en otros gastos operativos, siendo R\$ 550 en el primer trimestre y R\$ 900 en el segundo trimestre.

30.2. 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, para el cual 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, el tratamiento de los riesgos financieros involucra, preferentemente, la adopción de acciones estructurales, o sea, involucrando utilización de operaciones en el ámbito de los negocios de Petrobras.

Las variaciones en la tasa de cambio spot R\$/US\$, así como de otras monedas con respecto al Real, pueden afectar la ganancia neta y el balance general. Tales consecuencias pueden derivarse, principalmente, de partidas en moneda extranjera, tales como:

- Transacciones futuras altamente probables;
- Elementos monetarios; y
- Compromisos firmes.

En esas situaciones, la Compañía busca mitigar el efecto generado por las variaciones potenciales en las tasas de cambio *spot* R\$/US\$, principalmente, a través de la captación de recursos de terceros en dólares estadounidenses para reducir la exposición neta entre las obligaciones y los recibos en esa moneda, representando una forma de protección estructural, teniendo en cuenta criterios de liquidez y competitividad de costos.

La protección al riesgo de variación del tipo de cambio de las exportaciones futuras en dólares estadounidenses de la Compañía en un período dado se produce a través del conjunto (*portfolio*) de endeudamiento en dólares estadounidenses buscando la protección más eficiente considerando los cambios en las posiciones de tales conjuntos a lo largo del tiempo.

La estrategia de gestión de riesgos de cambio puede implicar el uso de instrumentos financieros derivados para el tratamiento de la exposición cambiaria de ciertas obligaciones de la Compañía, especialmente cuando existan compromisos en monedas para las cuales la Compañía no tiene expectativa de flujos de ingresos, como ocurre en el caso de la libra esterlina, por ejemplo.

En el corto plazo, el tratamiento del riesgo se realiza por medio de la asignación de las aplicaciones del efectivo entre real, dólar u otra moneda.

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

Considerándose la relación de protección natural y la estrategia de gestión de riesgo informada anteriormente, la Compañía designa relaciones de *hedge* entre las diferencias de cambio de “exportaciones futuras altamente probables” (ítem protegido) y las diferencias de cambio de proporciones de ciertas obligaciones en dólares estadounidenses (instrumento de protección), para que los efectos cambiarios de ambos sean reconocidos en el mismo instante en los estados de resultado.

Diferencias de cambio de proporciones de flujos de efectivo de endeudamientos (instrumentos financieros no derivados) y de contratos de cambio a termo fueron designados como instrumentos de protección. Los derivados vencidos durante el ejercicio fueron substituidos por deudas en las relaciones de *hedge* para los cuales habían sido designados.

Las relaciones de *hedge* individuales fueron establecidas en la proporción de un para un, es decir, las “exportaciones futuras altamente probables” de cada mes y las proporciones de los flujos de efectivo de los endeudamientos, utilizadas en cada relación y *hedge* individual, tienen el mismo monto nominal en dólares estadounidenses. La Compañía considera como “exportaciones futuras altamente probables” apenas una parcela del total de las exportaciones previstas.

La exposición de las exportaciones futuras de la Compañía al riesgo de variación de la tasa de cambio *spot* R\$/US\$ (posición activa) es compensada por una exposición inversa equivalente de sus deudas en dólares estadounidenses (posición pasiva) al mismo tipo de riesgo.

Las relaciones de *hedge* pueden ser discontinuadas y reiniciadas en cumplimiento con la estrategia de gestión de riesgos. En este sentido, tales evaluaciones se realizan mensualmente.

En el caso de que las exportaciones cuyas variaciones cambiarias se hayan asignado en relación con las *hedge* dejen de considerarse altamente probables pero continúen previstas, se revoca la relación de *hedge* y la variación de los tipos de cambio acumulada hasta la fecha de la revocación se mantiene en el patrimonio neto y se reclasifica para el resultado en el momento en que se produzcan las exportaciones.

También pueden ocurrir situaciones en las que las exportaciones cuyas variaciones cambiarias se hayan asignado en relación de *hedge* dejen de ser previstas. En estos casos, la variación cambiaria, referente a las proporciones de los flujos de caja de las deudas que exceden el total de las exportaciones que aún se consideren previstas, acumulada en el patrimonio neto hasta la fecha de la revisión en la previsión, se reclasifica inmediatamente para el resultado.

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

Las potenciales fuentes de ineffectividad se deben al hecho de que los ítems protegidos y de los instrumentos de protección poseen plazos de vencimiento distintos, así como por la tasa utilizada para descontar los ítems protegidos y los instrumentos de protección a valor presente. En el semestre finalizado el 30 de junio de 2018, se reconoció una ganancia cambiaria de R\$ 216 sobre la ineffectividad en la línea de diferencia de cambio.

Los valores de referencia, a valor presente, de los instrumentos de protección a 30 de junio de 2018, además de la expectativa de reclasificación para el resultado del saldo de la diferencia de cambio acumulada en el patrimonio neto en períodos futuros, tomando como base una tasa R\$/US\$ 3,8558, se presentan a continuación:

Instrumento de hedge	Objeto de hedge	Tipo de riesgo protegido	Período de protección	Valor de referencia (a valor presente) de los instrumentos de protección el 30 de junio de 2018	
				US\$ millones	R\$
Diferencias de cambio de proporciones de flujos de efectivo de Instrumentos financieros no derivados	Diferencias de cambio de parte de las exportaciones mensuales previstas altamente probables	Cambiarío - Tasa Spot R\$ x US\$	De julio/2018 a junio/2028	58.631	226.068
Cambio del valor de referencia (principal e interés)				US\$ millones	R\$
Montos designados el 31 de diciembre de 2017				58.400	193.189
Nuevas designaciones, revocaciones y re designaciones				10.168	34.205
Realización de las exportaciones				(3.000)	(10.081)
Amortización del endeudamiento				(6.937)	(23.149)
Diferencia de cambio				-	31.904
Montos designados el 30 de junio de 2018				58.631	226.068
Valor nominal de los instrumentos de hedge (financiamientos) al 30 de junio de 2018				66.880	257.875

Las exportaciones futuras designadas como objetos de protección en las relaciones de *hedge* de flujo de caja representan, en promedio, el 73,3% de las exportaciones futuras altamente probables.

A continuación se presenta el movimiento de la diferencia de cambio acumulada en otros resultados integrales al 30 de junio de 2018, a ser realizadas por las exportaciones:

	Diferencia de cambio	Efecto tributario	Total
Saldo el 1° de enero de 2017	(38.058)	12.940	(25.118)
Reconocidos en el patrimonio neto	(2.073)	705	(1.368)
Transferidos para resultado por realización	10.059	(3.420)	6.639
Transferido para resultado por exportaciones previstas que han dejado de ser esperadas/realizadas	8	(3)	5
Saldo el 31 de diciembre de 2017	(30.064)	10.222	(19.842)
Reconocidos en el patrimonio neto	(31.688)	10.774	(20.914)
Transferidos para resultado por realización	5.507	(1.872)	3.635
Saldo el 30 de junio de 2018	(56.245)	19.124	(37.121)

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 30 de junio de 2018:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 a 2027	Total
Expectativa de realización	(6.623)	(11.528)	(10.135)	(9.653)	(10.534)	(6.218)	(3.216)	1.662	(56.245)

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) Contratos de *Non Deliverable Forward* (NDF) – Euro x Dólar

En el segundo trimestre de 2018, Petrobras, por medio de su controlada indirecta Petrobras Global Trading BV (PGT), contrató operación de derivado denominada *non deliverable forward*, en el valor nominal de EUR 2.700 millones y vencimiento en 2019, con el objetivo de protegerse de la exposición en euros frente al dólar, debido a la emisión de bonos. La Compañía no tiene intención de liquidar tales contratos antes del plazo de vencimiento.

d) Análisis de sensibilidad de los instrumentos financieros sujetos a diferencia de cambio

El escenario considerado probable y referenciado por fuente externa, además de los escenarios posible y remoto que tienen en cuenta la apreciación del cambio (riesgo) en el 25% y 50%, respectivamente, a excepción de los activos y pasivos en moneda extranjera de las subsidiarias en el exterior, cuando hecho en moneda equivalente a sus respectivas monedas funcionales, están descritas a continuación:

Instrumentos Financieros	Exposición en 30.06.2018	Riesgo	Escenario Probable (*)	Consolidado	
				Escenario Posible (Δ de un 25%)	Escenario Remoto (Δ de un 50%)
Activos	19.617		(284)	4.904	9.809
Pasivos**	(248.113)	Dólar/ Real	3.591	(62.028)	(124.057)
Hedge de flujos de efectivo en exportaciones	226.068		(3.272)	56.517	113.034
	(2.428)		35	(607)	(1.214)
Pasivos	(390)	Yen/ Dólar	(3)	(98)	(195)
	(390)		(3)	(98)	(195)
Activos	15		-	4	8
Pasivos	(28)	Euro/ Real	-	(7)	(14)
	(13)		-	(3)	(6)
Activos	16.044		28	4.011	8.022
Pasivos	(26.518)	Euro/ Dólar	(47)	(6.630)	(13.259)
Non Deliverable Forward (NDF)	12.159		22	3.040	6.079
	1.685		3	421	842
Activos	3		-	1	2
Pasivos	(79)	Libra/ Real	1	(20)	(40)
	(76)		1	(19)	(38)
Activos	11.730	Libra/ Dólar	89	2.933	5.865
Pasivos	(17.778)		(135)	(4.445)	(8.889)
Derivado - cross currency swap	6.616		50	1.654	3.308
	568		4	142	284
Total	(654)		40	(164)	(327)

(*) Los escenarios probables se calcularon considerando las siguientes variaciones para los riesgos: Real x Dólar - valorización del real en 1,4% / Yen x Dólar - valorización del yen en 0,7% / Euro x Dólar - valorización del yen en el 0,2% / Libra x Dólar - valorización de la libra en el 0,8% / Real x Euro - valorización del real en el 1,3% / Real x Libra - valorización del real en 0,7%. Fuente: Focus y Bloomberg

(**) Incluye la provisión de la Class Action (nota explicativa 28.4).

30.3. 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.

30.4. 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.

30.5. 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.

La Compañía evalúa regularmente las condiciones del mercado y puede realizar transacciones de recompra de sus títulos o de sus subsidiarias en el mercado de capitales internacional, por diversos medios, incluyendo ofertas de recompra, rescates de títulos y/o operaciones en mercado abierto.

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 adelante	Consolidado	
							30.06.2018	31.12.2017
Principal	4.572	10.403	25.361	32.404	51.324	233.384	357.448	365.632
Interés	10.479	20.553	19.771	18.351	16.356	128.096	213.606	200.887
Total	15.051	30.956	45.132	50.755	67.680	361.480	571.054	566.519

31. Valor razonable de los activos y pasivos financieros

Los valores razonables son determinados con base en los precios de mercado, cuando disponibles o, en su ausencia, en el valor presente de los flujos de efectivo futuros esperados.

La jerarquía de los valores razonables de los activos y pasivos financieros registrados en base recurrente se demuestra a continuación:

- Nivel I: precios cotizados (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los cuales la entidad puede acceder en la fecha de la medición;
- Nivel II: son informaciones, que no los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, observables para el activo o pasivo, directa o indirectamente;
- Nivel III: son informaciones no observables para el activo o pasivo.

	Valor razonable medido con base en			Total del valor razonable contabilizado
	Nivel I	Nivel II	Nivel III	
Activos				
Inversiones Financieras	4.086	-	-	4.086
Derivativos de commodities	-	16	-	16
Derivados de Moneda Extranjera	-	379	-	379
Saldo el 30 de junio de 2018	4.086	395	-	4.481
Saldo el 31 de diciembre de 2017	6.051	346	-	6.397
Pasivos				
Derivados de Moneda Extranjera	-	(104)	-	(104)
Derivados de commodities	(136)	-	-	(136)
Saldo el 30 de junio de 2018	(136)	(104)	-	(240)
Saldo el 31 de diciembre de 2017	(323)	-	-	(323)

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 15.3.

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

32. Eventos subsecuentes

Firma de acuerdo de lenidad con SBM

El 26 de julio de 2018, la Compañía firmó un acuerdo de lenidad con el *Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União* (CGU), la *Advocacia-Geral da União* (AGU), la SBM Offshore N.V. y la SBM Holding Inc S.A. El acuerdo prevé el pago de R\$ 549 por SBM a Petrobras, en hasta 90 días, además del abatimiento del valor nominal de US\$ 179 millones de pagos futuros, debidos por Petrobras a SBM, con base en contratos vigentes.

33. Correlación entre las notas explicativas del 31 de diciembre de 2017 y del 30 de junio de 2018

Títulos de las notas explicativas	Número de las notas explicativas	
	Anual de 2017	trimestral del 2T-2018
La Compañía y sus operaciones	1	1
Base de presentación de los estados financieros intermedios	2	2
"Operación Lava Jato" y sus reflejos en la Compañía	3	3
Sumario de las Principales Políticas contables	4	4
Estimativas y juicios relevantes	5	5
Efectivo y equivalentes al efectivo e inversiones financieras	7	6
Cuentas por cobrar	8	7
Inventarios	9	8
Venta de Activos y otras reestructuraciones accionarias	10	9
Inversiones	11	10
Propiedad, planta y equipo	12	11
Activos intangibles	13	12
Actividades de exploración y evaluación de reservas de petróleo y gas	15	13
Proveedores	16	14
Financiaciones	17	15
Arrendamientos	18	16
Partes relacionadas	19	17
Provisiones para desmantelamiento de áreas	20	18
Impuestos	21	19
Beneficios a los empleados	22	20
Patrimonio neto	23	21
Ingresos de ventas	24	22
Otros gastos, netos	25	23
Costos y Gastos por la naturaleza	26	24
Resultado financiero neto	27	25
Informaciones complementarias del estado de flujo de efectivo	28	26
Informaciones por segmento	29	27
Procesos judiciales y contingencias	30	28
Garantías a los contratos de concesión para exploración de petróleo	32	29
Gestión de riesgos	33	30
Valor razonable de los activos y pasivos financieros	34	31
Eventos subsecuentes	35	32

Las notas explicativas del informe anual de 2017, que fueron suprimidas en el ITR del 30 de junio de 2018 porque no tienen cambios significativos y / o no ser aplicables a la información financiera intermedia, son las siguientes:

Títulos de las notas explicativas	Números de las notas explicativas
Adopción de nuevas normas y revisiones	6
Impairment	14
Cuentas petróleo y alcohol – Gobierno Federal	19.8
Contingencias activas	30.5
Compromisos de compra de gas natural	31
Gestión del capital	33.4
Seguros	33.7

En cumplimiento de lo dispuesto en los incisos V y VI del artículo 25 de la Instrucción CVM nº 480, del 7 de diciembre de 2009, el presidente y los directores de Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, sociedad por acciones de capital abierto, con sede en la Avenida República do Chile, 65, Rio de Janeiro, RJ, inscrita en el CNPJ bajo nº 33.000.167/0001-01, declaran que los estados financieros intermedios fueron elaborados de conformidad con la ley o el estatuto social y que:

- (i) revisaron, discutieron y concordan con los estados financieros intermedios de Petrobras del periodo terminado el 30 de junio de 2018;
- (ii) revisaron, discutieron y concordan con las opiniones expresadas en el informe de KPMG Auditores Independientes, sobre los estados financieros intermedios de Petrobras del periodo terminado el 30 de junio de 2018.

Rio de Janeiro, 02 de agosto de 2018.

Ivan de Souza Monteiro
Presidente

Rafael Salvador Grisolia
Director Ejecutivo Financiero y de Relaciones con
Inversores

Hugo Repsold Júnior
Director Ejecutivo de Desarrollo de Producción y
Tecnología

Nelson Luiz Costa Silva
Director Ejecutivo de Estrategia, Organización y
Sistema de Gestión

Eberaldo de Almeida Neto
Director Ejecutivo Corporativo

Jorge Celestino Ramos
Director Ejecutivo de Refinación y Gas Natural

Solange da Silva Guedes
Directora Ejecutiva de Exploración y Producción

Rafael Mendes Gomes
Director Ejecutivo de Gobernanza y
Cumplimiento



KPMG Auditores Independentes
Rua do Passeio, 38, setor 2, 17º andar - Centro/RJ
Edifício Passeio Corporate
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400, Fax +55 (21) 2207-9000
www.kpmg.com.br

Informe de revisión de informaciones trimestrales - ITR

(Una traducción libre del original en portugués, como archivado en la *Comissão de Valores Mobiliários (CVM)*, elaborado de acuerdo con las practicas brasileñas de contabilidad, emitidas por la CVM y por *International Financial Reporting Standards - IFRS*)

A los Señores del Directorio y Accionistas
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
Rio de Janeiro - RJ

Introducción

Hemos realizado una revisión limitada de las informaciones contables intermedias, individuales y consolidadas de Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras ("Compañía"), identificado como Controlante y Consolidado, contenidos en el Formulario de Informaciones Trimestrales - ITR referente al trimestre terminado el 30 de junio de 2018, que incluyen el balance general al 30 de junio de 2018 y los respectivos estados de resultado y resultado integral correspondientes al período de tres y seis meses terminados en esa fecha, y de los cambios del patrimonio neto y los flujos de efectivo correspondientes al período de seis meses terminado en esa fecha, incluyendo notas explicativas.

La administración de la Compañía es responsable por la elaboración de las informaciones contables intermedias de acuerdo con los requerimientos establecidos en el Pronunciamiento Técnico *CPC 21(R1) - Demonstrações intermediárias* y el *IAS 34 - Interim Financial Reporting*, emitida por el *International Accounting Standards Board (IASB)*, así como de la presentación de esas informaciones de forma consistente con las normas emitidas por la *Comissão de Valores Mobiliários*, aplicables a la elaboración de las Informaciones Trimestrales - ITR. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre esas informaciones contables intermedias basada en nuestra revisión limitada.



Alcance de la revisión

Hemos realizado nuestra revisión limitada de acuerdo con las normas brasileñas e internacionales de revisión de informaciones intermedias (*NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade* y *ISRE 2410 - Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Una revisión limitada de informaciones intermedias consiste en la realización de preguntas, principalmente al personal responsable de los asuntos financieros y contables y en la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. Una revisión limitada tiene un alcance sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con las normas de auditoría y, por consiguiente, no permite asegurar que hayan llegado a nuestro conocimiento todos los asuntos importantes que pudieran haberse identificado en una auditoría. Por lo tanto, no expresamos una opinión de auditoría sobre las informaciones contables intermedias.

Conclusión sobre las informaciones intermedias individuales y consolidadas

Como resultado de nuestra revisión limitada, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que las informaciones contables intermedias individuales y consolidadas incluidas en las informaciones trimestrales anteriormente citadas no han sido preparadas, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con el CPC 21 y el IAS 34, emitida por el IASB, aplicable a la elaboración de las Informaciones Trimestrales - ITR, y presentadas de acuerdo con las normas emitidas por la *Comissão de Valores Mobiliários - CVM*.

Énfasis - Efectos de la Operación "Lava Jato" en las operaciones de la Compañía

Llamamos la atención sobre la Nota Explicativa 3 de las informaciones contables intermedias, en la que se menciona que: i) no ha sido identificada, hasta la fecha, información adicional que pueda impactar materialmente el método de cálculo adoptado en el registro contable de bajas adicionales registradas el 30 de septiembre de 2014; y ii) las investigaciones internas que están siendo llevadas a cabo por firmas independientes de abogados, bajo la dirección de un Comité Especial que fue constituido por la Compañía, y la investigación que se está llevando a cabo por la *Securities and Exchange Commission - SEC* siguen en curso, y hasta el momento presente ningún impacto adicional en los estados financieros intermedios se ha identificado.

Estas cuestiones no modifican nuestra conclusión.



Otros asuntos - Estados del Valor Agregado

Las informaciones contables intermedias individuales y consolidadas en relación a los estados de valor agregado para el período de seis meses terminado al 30 de junio de 2018, elaborados bajo la responsabilidad de la administración, se presenta como información complementaria a los efectos de la IAS 34, están sujetos a revisión junto con la información trimestral de la Compañía. Para formar nuestra conclusión, se evaluó si estas declaraciones concuerdan con los estados financieros intermedios y registros contables, según sea el caso, y la forma y contenido se ajustan a los criterios definidos en el Pronunciamiento Técnico CPC 09 - *Demonstração do Valor Adicionado*. Como resultado de nuestra revisión limitada, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que no se hayan elaborado de manera consistente, en todos sus aspectos significativos, en relación a las informaciones contables intermedias individuales y consolidadas consideradas en conjunto.

Rio de Janeiro, 2 de agosto de 2018

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ

Marcelo Gavioli
Contador CRC 1SP201409/O-1