



Ecopetrol S. A.

Estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2017

Contenido

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía	2
Estados de situación financiera consolidados.....	3
Estados de ganancias y pérdidas consolidados	4
Estado de otros resultados integrales consolidado.....	5
Estado de cambios en el patrimonio consolidado	6
Estados de flujos de efectivo consolidados.....	8
1. Entidad reportante	9
2. Bases de presentación	9
3. Estimaciones y juicios contables significativos	12
4. Políticas contables.....	16
5. Nuevos estándares y cambios normativos	34
6. Efectivo y equivalentes de efectivo	39
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.....	40
8. Inventarios, neto	41
9. Otros activos financieros	41
10. Impuestos	43
11. Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	51
12. Otros activos.....	52
13. Activos mantenidos para la venta y sus pasivos asociados	52
14. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	53
15. Propiedades, planta y equipo	56
16. Recursos naturales y del medio ambiente	58
17. Intangibles.....	60
18. Impairment de activos a largo plazo.....	61
19. Crédito mercantil.....	66
20. Préstamos y financiaciones.....	67
21. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar.....	71
22. Provisiones por beneficios a empleados.....	71
23. Provisiones y contingencias	77
24. Patrimonio	81
25. Ingresos por ventas	84
26. Costo de ventas.....	85
27. Gastos de administración, operación y proyectos	86
28. Otras ganancias y pérdidas operacionales	86
29. Resultado financiero, neto	87
30. Gestión de riesgos.....	87
31. Entes relacionados	95
32. Operaciones conjuntas.....	98
33. Información por segmentos	101
34. Reservas de petróleo y gas (no auditadas)	106
35. Obligaciones contractuales	107
36. Eventos subsecuentes	107
Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos	108
Anexo 2 - Condiciones de los préstamos más significativos	111



Informe del Revisor Fiscal

A la asamblea de accionistas de
Ecopetrol S.A.

Informe sobre los Estados Financieros Consolidados

He auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Ecopetrol S.A. y sus compañías subordinadas, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017 y los correspondientes estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y el resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidades de la Administración en Relación con los Estados Financieros Consolidados

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de los estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF) adoptadas por la Contaduría General de la Nación; de diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y correcta presentación de los estados financieros consolidados libres de errores materiales, bien sea por fraude o error; de seleccionar y de aplicar las políticas contables apropiadas; y, de establecer estimaciones contables razonables en las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Mi responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los mencionados estados financieros consolidados fundamentada en mi auditoría. He llevado a cabo mi auditoría de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia. Dichas normas exigen que cumpla con requisitos éticos, planifique y lleve a cabo mi auditoría para obtener seguridad razonable en cuanto a si los estados financieros consolidados están libres de errores materiales.

Una auditoría incluye desarrollar procedimientos para obtener la evidencia de auditoría que respalda las cifras y las revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores materiales en los estados financieros consolidados. En el proceso de evaluar estos riesgos, el auditor considera los controles internos relevantes para la preparación y presentación de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias. Así mismo, incluye una evaluación de las políticas contables adoptadas y de las estimaciones de importancia efectuadas por la Administración, así como de la presentación en su conjunto de los estados financieros consolidados.

Considero que la evidencia de auditoría obtenida proporciona una base razonable para emitir mi opinión.

Ernst & Young Audit S.A.S
Bogotá D.C.
Carrera 11 No. 98 - 07
Tercer piso
Tel: + 571 484 70 00
Fax: + 571 484 74 74

Ernst & Young Audit S.A.S
Medellín - Antioquia
Carrera 43 A # 3 Sur - 130
Edificio Milla de Oro
Torre 1 - Piso 14
Tel: +574 369 84 00
Fax: +574 369 84 84

Ernst & Young Audit S.A.S
Cali - Valle del Cauca
Avenida 4 Norte No. 6N - 61
Edificio Siglo XXI, Oficina 502 | 503
Tel: +572 485 62 80
Fax: +572 661 80 07

Ernst & Young Audit S.A.S
Barranquilla - Atlántico
Calle 77B No. 59 - 61
C.E. de Las Américas II, Oficina 311
Tel: +575 385 22 01
Fax: +575 369 05 80

Opinión

En mi opinión, los estados financieros consolidados adjuntos, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera consolidada de la Compañía al 31 de diciembre de 2017, los resultados consolidados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, adoptadas por la Contaduría General de la Nación.

Otros Asuntos

Los estados financieros consolidados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia adoptadas por Ecopetrol S.A. y sus compañías subordinadas al 31 de diciembre de 2016, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros consolidados adjuntos, fueron auditados por mí, de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, sobre los cuales expresé mi opinión sin salvedades el 3 de marzo de 2017.

Los estados financieros consolidados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia adoptadas por Ecopetrol S.A. y sus compañías subordinadas al 31 de diciembre de 2015, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros consolidados adjuntos, fueron auditados por otro revisor fiscal quien emitió su opinión sin salvedades el 2 de marzo de 2016.



Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 13442-T
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá, D.C., Colombia
22 de febrero de 2018

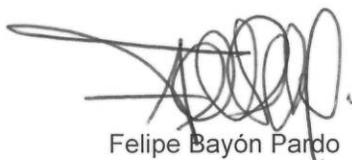
Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía

A los señores Accionistas de Ecopetrol S.A.:

22 de febrero de 2018

Los suscritos Representante legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y por los periodos de doce meses terminados en esa fecha, han sido fielmente tomados de los libros, y que antes de ser puestos a su disposición y de terceros, hemos verificado las siguientes afirmaciones contenidas en ellos:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2017 y 2016, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante el año terminado en esta fecha.
2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante el año terminado en 31 de diciembre de 2017 y 2016 se han reconocido en los estados financieros consolidados.
3. Los activos representan probables derechos económicos futuros (derechos) y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos o a cargo de la Compañía al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.
5. Todos los hechos económicos que afectan la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros consolidados.



Felipe Bayón Pardo
Presidente



Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T

Ecopetrol S. A.
Estado de situación financiera consolidado
(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2017	2016
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	7,945,885	8,410,467
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	6,098,918	4,212,701
Inventarios, neto	8	4,601,396	3,841,901
Otros activos financieros	9	2,967,878	5,315,537
Activos por impuestos corrientes	10	625,374	1,129,098
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	-	51,610
Otros activos	12	880,425	1,035,632
		23,119,876	23,996,946
Activos mantenidos para la venta	13	104,140	132,216
Total activos corrientes		23,224,016	24,129,162
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	14	1,330,460	1,552,694
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	777,132	729,410
Propiedades, planta y equipo	15	61,359,819	62,269,094
Recursos naturales y del medio ambiente	16	21,308,265	22,341,047
Intangibles	17	380,226	272,132
Activos por impuestos diferidos	10	7,128,314	6,896,340
Otros activos financieros	9	3,565,847	1,371,358
Crédito mercantil	19	919,445	919,445
Otros activos	12	681,009	826,736
Total activos no corrientes		97,450,517	97,178,256
Total activos		120,674,533	121,307,418
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	20	5,144,504	4,126,203
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21	6,968,207	6,854,363
Provisiones por beneficios a empleados	22	1,829,819	1,974,496
Pasivos por impuestos corrientes	10	2,005,688	2,130,940
Provisiones y contingencias	23	558,828	821,954
Otros pasivos		339,565	439,272
		16,846,611	16,347,228
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	13	-	40,128
Total pasivos corrientes		16,846,611	16,387,356
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	20	38,403,331	48,095,824
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21	29,469	23,893
Provisiones por beneficios a empleados	22	6,502,475	3,901,082
Pasivos por impuestos diferidos	10	2,594,794	2,228,929
Provisiones y contingencias	23	5,978,621	5,095,916
Otros pasivos		537,927	254,700
Total pasivos no corrientes		54,046,617	59,600,344
Total pasivos		70,893,228	75,987,700
Patrimonio			
Capital suscrito y pagado	24	25,040,067	25,040,067
Reservas		2,177,869	1,558,844
Resultados acumulados		7,708,866	2,654,232
Otras partidas patrimoniales		12,971,829	14,420,711
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía		47,898,631	43,673,854
Interés no controlante		1,882,674	1,645,864
Total patrimonio		49,781,305	45,319,718
Total pasivos y patrimonio		120,674,533	121,307,418

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.


Felipe Bayón Pardo
Presidente


Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

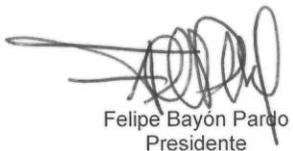

Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

Ecopetrol S. A.
Estado de ganancias y pérdidas consolidado

(Expresados en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad (pérdida) básica por acción que está expresada en pesos completos)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de		
		2017	2016	2015
Ingresos por ventas	25	55,210,224	47,732,350	52,090,927
Costo de ventas	26	36,893,474	34,236,571	36,994,516
Utilidad bruta		18,316,750	13,495,779	15,096,411
Gastos de administración	27	1,764,524	1,923,268	1,700,985
Gastos de operación y proyectos	27	2,926,065	2,751,687	4,034,268
Impairment de activos a largo plazo	18	(1,373,031)	841,966	8,283,750
Otros ingresos operacionales, neto	28	(505,403)	(274,112)	(378,541)
Resultado de la operación		15,504,595	8,252,970	1,455,949
Resultado financiero, neto	29			
Ingresos financieros		1,159,356	1,311,743	621,924
Gastos financieros		(3,665,390)	(3,463,540)	(2,718,414)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio		5,514	968,270	(1,870,859)
		(2,500,520)	(1,183,527)	(3,967,349)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos	14	32,791	(9,711)	35,121
Resultado antes de impuesto a las ganancias		13,036,866	7,059,732	(2,476,279)
Impuesto a las ganancias	10	(5,634,944)	(4,655,495)	(606,567)
Utilidad (pérdida) neta del periodo		7,401,922	2,404,237	(3,082,846)
Utilidad (pérdida) atribuible:				
A los accionistas		6,620,412	1,564,709	(3,987,726)
Participación no controladora		781,510	839,528	904,880
		7,401,922	2,404,237	(3,082,846)
Utilidad (pérdida) básica por acción		161.0	38.1	(97.0)

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.


Felipe Bayón Pardo
Presidente


Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

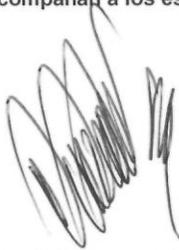

Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

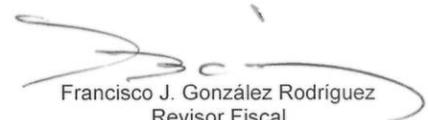
Ecopetrol S. A.
Estado de otros resultados integrales consolidado
 (Expresados en millones de pesos colombianos)

Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de		
	2017	2016	2015
Utilidad (pérdida) neta del periodo	7,401,922	2,404,237	(3,082,846)
Otros resultados integrales			
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Ganancias (pérdidas) no realizadas en coberturas:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones	291,756	990,483	(2,432,104)
Inversión neta en negocios en el extranjero	57,997	(155,359)	-
Flujo de efectivo instrumentos derivados	35,769	33,869	(60,083)
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable:			
Ganancias (pérdidas) no realizadas	(7,828)	126,205	(106,911)
Ganancias (pérdidas) realizadas	-	(68,497)	(19,405)
Diferencia en cambio en conversiones	(259,877)	(983,387)	6,120,689
	117,817	(56,686)	3,502,186
Elementos que pueden no ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
(Pérdidas) o ganancias actuariales	(1,548,043)	(1,153,442)	1,404,602
Otras (pérdidas) o ganancias	(11,817)	(46,826)	58,643
	(1,559,860)	(1,200,268)	1,463,245
Otros resultados integrales del periodo	(1,442,043)	(1,256,954)	4,965,431
Total resultado integral del periodo	5,959,879	1,147,283	1,882,585
Resultado integral atribuible a:			
A los accionistas de la Compañía	5,170,461	340,776	803,761
Participación no controladora	789,418	806,507	1,078,824
	5,959,879	1,147,283	1,882,585

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.


 Felipe Bayón Pardo
 Presidente


 Albertó Vargas Peñalosa
 Contador Público
 T.P. 167682-T


 Francisco J. González Rodríguez
 Revisor Fiscal
 T.P. 13442-T

Ecopetrol S. A.
Estado de cambios en el patrimonio consolidado
(Expresados en millones de pesos colombianos)

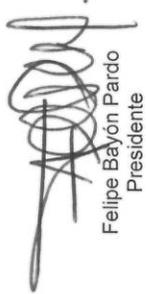
	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas	Otros resultados integrales	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2016		25,040,067	6,607,699	1,558,844	7,813,012	2,654,232	43,673,854	1,645,864	45,319,718
Utilidad del periodo		-	-	-	-	6,620,412	6,620,412	781,510	7,401,922
Dividendos decretados	24.4	-	-	-	-	(945,684)	(945,684)	(551,494)	(1,497,178)
Liberación de reservas, neto		-	-	619,025	-	(619,025)	-	-	-
Otros resultados		-	1	-	2	(1,069)	(1,066)	(48)	(1,114)
Ganancias (pérdidas) en instrumentos de cobertura		-	-	-	291,756	-	291,756	-	291,756
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	57,997	-	57,997	-	57,997
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	25,985	-	25,985	9,784	35,769
Flujo de efectivo de instrumentos derivados		-	-	-	(7,828)	-	(7,828)	-	(7,828)
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio	11	-	-	-	(256,935)	-	(256,935)	(2,942)	(259,877)
Diferencia en cambio en conversiones		-	-	-	(1,548,043)	-	(1,548,043)	-	(1,548,043)
Pérdidas actuariales		-	-	-	(11,817)	-	(11,817)	-	(11,817)
Otros movimientos		-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017		25,040,067	6,607,700	2,177,869	6,364,129	7,708,866	47,898,631	1,882,674	49,781,305

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas	Otros resultados integrales	Utilidades (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2015		25,040,067	6,607,699	5,546,570	9,036,945	(2,874,568)	43,356,713	1,875,055	45,231,768
Utilidad del periodo		-	-	-	-	1,564,709	1,564,709	839,528	2,404,237
Dividendos decretados		-	-	-	-	3,869,907	-	(1,029,612)	(1,029,612)
Pérdidas enajunadas con reserva legal		-	-	(3,869,907)	-	117,819	-	-	-
Liberación de reservas, neto	24.4	-	-	(117,819)	-	(23,635)	(23,635)	(6,086)	(29,721)
Otros resultados		-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias (pérdidas) en instrumentos de cobertura		-	-	-	990,483	-	990,483	-	990,483
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	(155,359)	-	(155,359)	-	(155,359)
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	24,546	-	24,546	9,323	33,869
Flujo de efectivo de instrumentos derivados		-	-	-	57,708	-	57,708	-	57,708
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio		-	-	-	(941,043)	-	(941,043)	(42,344)	(983,387)
Diferencia en cambio en conversiones		-	-	-	(1,153,442)	-	(1,153,442)	-	(1,153,442)
Pérdidas actuariales		-	-	-	(46,826)	-	(46,826)	-	(46,826)
Otros movimientos		-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2016		25,040,067	6,607,699	1,558,844	7,813,012	2,654,232	43,673,854	1,645,864	45,319,718

Ecopetrol S. A.
Estado de cambios en el patrimonio consolidado
 (Expresados en millones de pesos colombianos)

	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas	Otros resultados integrales	(Pérdidas) utilidades acumuladas	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controladora	Participación no controladora	Total patrimonio
Saldo al 31 de diciembre de 2014	10,279,175	6,607,612	17,963,370	4,245,456	8,925,773	48,021,386	1,511,282	49,532,668
Utilidad del periodo	-	-	-	-	(3,987,726)	(3,987,726)	904,880	(3,082,846)
Dividendos decretados	-	-	-	-	(5,468,521)	(5,468,521)	(715,051)	(6,183,572)
Capitalización de reservas	14,760,895	-	(14,760,895)	-	-	-	-	-
Apropiación de reservas, neto	-	-	2,344,095	-	(2,344,095)	-	-	-
Otros resultados	(3)	87	-	2	-	-	-	-
Ganancias (pérdidas) en instrumentos de cobertura	-	-	-	-	-	87	-	87
Flujo de efectivo para futuras exportaciones	-	-	-	(2,432,104)	-	(2,432,104)	-	(2,432,104)
Flujo de efectivo instrumentos derivados	-	-	-	(43,590)	-	(43,590)	(16,493)	(60,083)
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio	-	-	-	(126,316)	-	(126,316)	-	(126,316)
Diferencia en cambio en conversiones	-	-	-	5,930,252	-	5,930,252	190,437	6,120,689
Pérdidas actuariales	-	-	-	1,404,602	-	1,404,602	-	1,404,602
Otros movimientos	-	-	-	58,643	-	58,643	-	58,643
Saldo al 31 de diciembre de 2015	25,040,067	6,607,699	5,546,570	9,036,945	(2,874,568)	43,356,713	1,875,055	45,231,768

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.


 Felipe Bayón Pardo
 Presidente


 Alberto Vargas Peñalosa
 Contador Público
 T.P. 167682-T


 Francisco J. González Rodríguez
 Revisor Fiscal
 T.P. 13442-T

Ecopetrol S. A.
Estado de flujos de efectivo consolidado
(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de		
		2017	2016	2015
Flujos de efectivo proveído de las actividades de operación:				
Utilidad (pérdida) neta del período		7,401,922	2,404,237	(3,082,846)
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Gasto por impuesto a las ganancias	10	5,634,944	4,655,495	606,567
Depreciación, agotamiento y amortización	15,16,17	8,266,495	7,592,149	6,770,358
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	29	(5,514)	(968,270)	1,870,859
Costo financiero de préstamos y financiaciones	29	2,385,994	2,765,024	1,768,618
Costo financiero de beneficios post-empleo y costos de abandono	29	753,047	580,491	627,827
Pozos secos	16	898,264	342,691	1,266,440
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes		26,686	78,990	59,932
Ganancia en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	32.3	(451,095)	-	-
Pérdida (recuperación) de impairment de activos a corto plazo		30,600	74,393	(8,701)
(Recuperación) pérdida de impairment de activos a largo plazo	18	(1,373,031)	841,966	8,283,750
Ganancia por valoración de activos financieros		(104,706)	(59,593)	(109,673)
(Utilidad) pérdida por método de participación patrimonial	14	(32,791)	9,711	(35,121)
Ganancia neta en venta de activos mantenidos para la venta		(166,389)	-	-
Ganancia en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		(13,236)	(47,129)	(72,339)
Pérdida por ineffectividad de coberturas		13,707	-	-
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	25	583,232	720,137	248,698
Impuesto de renta pagado		(4,217,303)	(4,347,364)	(3,148,028)
Cambios netos en activos y pasivos de operación:				
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		(2,189,473)	(1,400,583)	751,031
Inventarios		(323,626)	(217,198)	(183,231)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		21,417	(619,131)	(2,202,808)
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(493,533)	2,547,232	(1,964,995)
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		(227,384)	(11,677)	(206,444)
Provisiones y contingencias		104,135	(827,153)	(216,939)
Otros activos y pasivos		451,264	118,522	654,960
Efectivo neto generado por las actividades de operación		16,973,626	14,232,940	11,677,915
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Inversión en propiedades, planta y equipo	15	(2,363,283)	(3,646,929)	(8,548,933)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	16	(3,426,405)	(2,121,295)	(6,856,761)
Adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	32.3	(141,950)	-	-
Adquisiciones de intangibles	17	(175,868)	(69,253)	(112,255)
Venta (compra) de otros activos financieros, neto		564,754	(5,446,507)	1,189,490
Intereses recibidos		405,562	386,001	293,507
Dividendos recibidos		270,136	437,803	423,856
Producto de la venta de activos mantenidos para la venta		159,041	-	-
Producto de la venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	56,930	966,715	613,998
Producto de la venta de propiedad, planta y equipo		267,324	109,896	185,619
Efectivo neto usado en actividades de inversión		(4,383,759)	(9,383,569)	(12,811,479)
Flujo de efectivo en actividades de financiación:				
Adquisición de préstamos		444,827	4,594,640	10,985,933
Pagos de capital		(9,007,340)	(3,149,917)	(4,903,592)
Pagos de intereses		(2,696,979)	(2,495,446)	(1,981,127)
Capitalizaciones		-	-	3
Dividendos pagados	24.4	(1,504,647)	(1,712,298)	(5,493,400)
Efectivo neto usado en actividades de financiación		(12,764,139)	(2,763,021)	(1,392,183)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo (Disminución) aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo		(290,310)	(226,333)	1,458,019
		(464,582)	1,860,017	(1,067,728)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período		8,410,467	6,550,450	7,618,178
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período	6	7,945,885	8,410,467	6,550,450
Transacciones no monetarias		-	-	-
Capitalización de reservas		-	-	14,760,895
Pago de impuestos (compensaciones de saldos a favor)		-	656,121	894,451

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

Felipe Bayón Pardo
Presidente

Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-T

1. Entidad reportante

Ecopetrol S.A. es una Compañía de economía mixta, con naturaleza comercial, constituida en 1948 en Bogotá - Colombia, casa matriz del Grupo Empresarial Ecopetrol. Su objeto social es desarrollar actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, directamente o por medio de sus subordinadas (en adelante denominada en conjunto "Ecopetrol", la "Compañía" o "Grupo Empresarial Ecopetrol").

El 11.51% de las acciones de Ecopetrol se cotizan públicamente en las bolsas de valores de Colombia y Nueva York. Las acciones restantes (88.49% de las acciones en circulación) le pertenecen al Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia.

El domicilio de la oficina principal de Ecopetrol S.A. es Bogotá – Colombia, Carrera 13 No. 36 - 24.

2. Bases de presentación

2.1 Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros

Estos estados financieros consolidados de Ecopetrol por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 han sido preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia (NCIF), fundamentados en las Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF y sus Interpretaciones emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) hasta al 31 de diciembre de 2013, traducidas oficialmente al español, incorporadas mediante decretos 2420 y 2496 del 2015 y 2131 de 2016 y otras disposiciones legales aplicables para las entidades vigiladas y/o controladas por la Contaduría General de la Nación, que pueden diferir en algunos aspectos de los establecidos por otros organismos de control del Estado.

Los estados financieros consolidados presentan información comparativa de los dos ejercicios anteriores.

Las políticas contables descritas en la Nota 4 han sido aplicadas consistentemente en todos los periodos.

Estos estados financieros consolidados fueron aprobados por la Junta Directiva el 22 de febrero del 2018.

2.2 Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados fueron preparados consolidando todas las Compañías descritas en el Anexo 1, en las cuales Ecopetrol ejerce control directa o indirectamente. El control se logra cuando la Compañía:

- Tiene poder sobre la sociedad (derechos existentes que le dan la facultad de dirigir las actividades relevantes);
- Está expuesta a, o tiene derechos, sobre rendimientos variables provenientes de su relación con la sociedad; y
- Tiene la habilidad de usar su poder para afectar sus rendimientos operativos. Esto ocurre cuando la Compañía tiene menos de una mayoría de derechos de voto de una participada, y aún tiene poder sobre la participada para darle la habilidad práctica de dirigir las actividades relevantes de la sociedad de manera unilateral. La Compañía considera todos los hechos y circunstancias relevantes al evaluar si los derechos de voto en una participada son o no suficientes para darle el poder, incluyendo:

- a) El porcentaje de derechos de voto de la Compañía relativo al tamaño y dispersión de los porcentajes de otros poseedores de voto;
- b) Derechos de voto potenciales mantenidos por la Compañía, otros accionistas u otras partes;
- c) Derechos derivados de los acuerdos contractuales; y
- d) Cualquier hecho o circunstancia adicional que indique que la Compañía tiene, o no tiene, la habilidad actual para dirigir las actividades relevantes, al momento que necesite que las decisiones sean tomadas, incluyendo patrones de voto en asambleas de accionistas previas.

Las subsidiarias se consolidan desde la fecha en que se obtiene el control hasta la fecha en que cesa el mismo, utilizando políticas contables consistentes.

Todos los activos y pasivos interCompañía, el patrimonio, los ingresos, los gastos y los flujos de efectivo relacionados con transacciones entre Compañías del Grupo fueron eliminados en la consolidación. Las pérdidas no realizadas también son eliminadas. El interés no controlante representa la porción de utilidad, de otro resultado integral y de los activos netos en subsidiarias que no son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol.

Las siguientes corresponden a subsidiarias que fueron incorporadas en 2017:

- a) **Esentia Resinas del Perú SAC:** Subsidiaria del segmento de Refinación con participación del 100% del Grupo Empresarial cuyo objeto social es la comercialización de resinas de polipropileno y masterbatches en Perú.
- b) **ECP Hidrocarburos México S.A. de C.V.:** Subsidiaria del segmento de exploración y producción con una participación 100% del Grupo Empresarial. Esta Compañía tiene como objetivo la suscripción y ejecución de los contratos petroleros que le sean adjudicados en México, empezando por los bloques 6 y 8 de la Ronda 2.1. de aguas someras.

2.3 Bases de medición

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de los bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que sería recibido por la venta de un activo o pagado para transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de la medición. Al estimar el valor razonable, el Grupo utiliza los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo o pasivo en condiciones de mercado presentes, incluyendo supuestos sobre el riesgo.

2.4 Moneda funcional y de presentación

La moneda funcional de cada una de las Compañías del grupo es determinada en función al entorno económico principal en el que estas operan. Los estados financieros consolidados se presentan en pesos colombianos, la cual es la moneda funcional y de presentación del Grupo.

Los estados individuales de ganancias o pérdidas y de flujos de efectivo de las subsidiarias con monedas funcionales diferentes de la moneda funcional de Ecopetrol son convertidos a los tipos de cambio en las fechas de la transacción o a la tasa promedio mensual. Los activos y pasivos se convierten a la tasa de cierre y otras partidas patrimoniales se convierten a los tipos de cambio en el momento de la transacción. Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen en el otro resultado integral. Al vender la totalidad o parte de la participación en una subsidiaria, la parte acumulada por ajuste por conversión relacionada con la Compañía, es reconocida en el estado de pérdidas y ganancias consolidado.

Los estados financieros se presentan en pesos colombianos redondeados a la unidad de un millón (COP 000,000) más cercana, excepto cuando se indique lo contrario.

2.5 Moneda extranjera

Al preparar los estados financieros de Ecopetrol, las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional de la Compañía son registradas utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas en que se efectúan las operaciones. Al final de cada período, las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes en la fecha de cierre y las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la conversión de préstamos y financiaciones designados como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo o inversión neta de un negocio en el extranjero, las cuales se reconocen en el otro resultado integral, dentro del patrimonio. Cuando las partidas cubiertas afectan el resultado, las diferencias en cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican al estado de ganancias y pérdidas como parte del resultado de la operación hasta la enajenación de la inversión neta, momento en el que son reclasificadas a resultados.

Las partidas no monetarias registradas al valor razonable que están denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha en que se determinó el valor razonable.

Las inversiones netas en operaciones en el extranjero incluyen la financiación de capital y los préstamos interCompañías a largo plazo para los cuales la liquidación no está prevista en un futuro previsible. Las diferencias de cambio derivadas de la conversión de la inversión neta en operaciones en el extranjero se acumulan en el otro resultado integral.

2.6 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

El Grupo presenta activos y pasivos en el estado de situación financiera con base en la clasificación corriente / no corriente.

Un activo o un pasivo son corrientes cuando:

- Se espera que se realice o se pretenda vender o consumir en el ciclo normal de la operación
- Se mantiene principalmente con el propósito de negociar
- Se espera que se realice dentro de los doce meses posteriores al período sobre el que se informa,
- Es efectivo o equivalente a menos que se restrinja el intercambio o se use para liquidar un pasivo durante al menos doce meses después del período sobre el que se informa
- No existe el derecho incondicional de diferir la liquidación del pasivo durante al menos doce meses después del período sobre el que se informa.

Los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes.

2.7 Utilidad (pérdida) por acción (básica y diluida)

La utilidad básica (pérdida) por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del ejercicio atribuible a los accionistas de la Compañía y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho período. No existe dilución potencial de acciones.

2.8 Cambios en políticas de presentación y reclasificaciones

- a) Posterior a la emisión de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015, la Compañía modificó su política de presentación en los estados de flujos de efectivo de los pozos secos, para una mejor comprensión y comparabilidad con respecto al monto invertido en actividades de exploración; lo anterior alineado con la política esfuerzos exitosos descrita en la Nota 4.7 que establece que los costos de los pozos exploratorios se capitalizan inicialmente hasta que se determine si son comercialmente viables; adicionalmente, permite alinear la información presentada con el presupuesto anual de inversión publicado por la Compañía, la cual incluye las inversiones que se realizarán durante el período, sean comercialmente viables o no. Con este cambio, a partir de 2016, las inversiones que podrían resultar en pozos secos se suman a los ingresos netos al determinar los flujos de efectivo generados por las operaciones y se incluyen en los flujos de efectivo utilizados en las actividades de inversión. A continuación se detalla el cambio mencionado:

	31 de diciembre 2015 reportado	Reclasificaciones	31 de diciembre 2015 ajustado
Efectivo generado por las actividades de operación:			
Pozos secos	-	1,266,440	1,266,440
Total efectivo generado por las actividades de operación	-	1,266,440	1,266,440
Efectivo generado por las actividades de operación:			
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(5,590,321)	(1,266,440)	(6,856,761)
Total efectivo usado por las actividades de inversión	(11,545,039)	(1,266,440)	(12,811,479)
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	6,550,450	-	6,550,450

- b) Para propósitos comparativos, la Compañía reclasificó ciertos importes de periodos anteriores, en los conceptos que comprenden el estado de cambios en el patrimonio, así como también, la reconciliación del gasto por impuesto a las ganancias relacionado en la Nota 10 – Impuestos, para permitir mejor comparabilidad. Estas reclasificaciones no impactan la utilidad del año ni el patrimonio neto de la Compañía.

3. Estimaciones y juicios contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados requiere estimaciones por parte de la gerencia de la Compañía para cuantificar algunos activos, pasivos, ingresos por ventas, costos y compromisos reconocidos en los estados financieros. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados. La incertidumbre sobre supuestos y estimaciones podrían resultar en cambios materiales futuros que podrían afectar el valor de activos o pasivos. Los cambios a estas estimaciones son reconocidas prospectivamente durante el periodo en el cual la estimación es revisada.

Los siguientes son los juicios y estimaciones contables con efecto significativo para la preparación de los estados financieros:

3.1 Reservas de petróleo y gas natural

Las mediciones de depreciaciones, agotamientos, amortizaciones, impairment y obligaciones por costos de abandono se determinan, en parte, sobre la estimación de reservas de petróleo y gas natural de la Compañía. La estimación de reservas es un procedimiento inherentemente complejo e implica el ejercicio del juicio profesional.

La estimación de reservas se realiza anualmente al 31 de diciembre, de conformidad con las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC), las normas establecidas en la Regla 4-10(a) del Reglamento S-X y las directrices de divulgación contenida en la regla final SEC de Modernización de Reporte de Petróleo y Gas.

Tal como lo exige la normatividad vigente, la fecha futura estimada en la que un campo dejará de producir por razones económicas, se basa en los costos actuales y en el promedio de los precios del crudo (calculado como el promedio aritmético de los precios del primer día de los últimos 12 meses). La fecha estimada en que terminará la producción afectará el monto de las reservas, a menos que los precios fueran definidos por acuerdos contractuales; por lo tanto, si los precios y los costos cambian de un año a otro, la estimación de las reservas probadas también cambia. Generalmente, nuestras reservas probadas disminuyen en la medida en que los precios bajan y aumentan cuando suben los precios.

Las estimaciones de reservas se preparan usando factores geológicos, técnicos y económicos, incluyendo proyecciones futuras de tasas de producción, precios del petróleo, datos de ingeniería y la duración y monto de futuras inversiones con cierto grado de incertidumbre. Estas estimaciones reflejan las condiciones regulatorias y de mercado existentes a la fecha de reporte, las cuales podrían diferir significativamente de otras condiciones a lo largo del año o en periodos futuros. Cualquier cambio en las condiciones regulatorias y/o de mercado y en los supuestos utilizados pueden impactar materialmente la estimación de las reservas.

Impacto de las reservas de petróleo y gas natural en la depreciación y agotamiento

Los cambios en las estimaciones de reservas probadas desarrolladas pueden afectar los importes del valor en libros de los activos de exploración y producción, de los recursos naturales y del medio ambiente, del goodwill, los pasivos por desmantelamiento y de la depreciación, agotamiento y amortización. Manteniendo las demás variables constantes, una reducción en la estimación de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor de gastos de depreciación y amortización, mientras que un aumento en las reservas resultaría en una reducción del gasto por depreciación y amortización, debido a que los cargos por depreciación, agotamiento y amortización se calculan utilizando el método de unidades técnicas de producción.

La información sobre el valor en libros de los activos de exploración y producción y las cantidades con cargo a resultados, incluyendo la depreciación, agotamiento y amortización, es presentada en las notas 15 y 16.

3.2 Impairment (recuperación) de activos

La Compañía utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de impairment con base en factores internos y externos. Asimismo, se realiza una evaluación para conocer si existe algún indicio de que la pérdida por impairment reconocido en periodos anteriores, para un activo distinto del crédito mercantil, ya no existe o podría haber disminuido.

Si existen indicadores de un gasto o una recuperación por impairment, la Compañía estima el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo, el cual corresponde al más alto entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso.

La evaluación requiere el uso de estimados y supuestos, entre los que se incluyen: (1) Estimación de volúmenes y valor de mercado de las reservas de petróleo y gas natural; (2) perfiles de producción de los campos petroleros y producción futura de productos refinados y químicos; (3) inversiones, impuestos y costos futuros; (4) vida útil de los activos; (5) precios futuros, y (6) tasa de descuento, la cual es revisada anualmente y es determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés), (7) cambios en la regulación ambiental, entre otros factores. El importe recuperable es comparado con el valor neto en libros del activo o de la unidad generadora de efectivo, para determinar si el activo es sujeto de reconocimiento de impairment o recuperación del mismo.

Si el importe en libros de un activo, distinto del crédito mercantil, es incrementado tras la reversión de una pérdida por impairment del valor, no excederá al importe en libros que podría haberse obtenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para dicho activo en periodos anteriores.

Los precios futuros se estiman bajo las condiciones actuales del mercado. Los volúmenes de producción esperados, que comprenden reservas probadas y no probadas, se utilizan para pruebas de impairment debido a que la administración considera que este es el indicador más apropiado de los flujos de efectivo futuros esperados, los cuales también serían considerados por los participantes del mercado. Las estimaciones de las reservas son intrínsecamente imprecisas y sujetas a riesgo e incertidumbre. Además, las proyecciones sobre volúmenes no probados se basan en información que es necesariamente menos robusta que la disponible para reservorios maduros.

Los cambios en las estimaciones y juicios pueden afectar el monto recuperable de las unidades generadoras de efectivo y como consecuencia el reconocimiento o la recuperación de impairment de activos.

3.3 Costos de exploración y evaluación

Ciertos gastos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente con la intención de establecer reservas comercialmente viables. La Compañía utiliza su juicio profesional sobre eventos y circunstancias futuras y realiza estimaciones para evaluar anualmente la generación de beneficios económicos futuros para la explotación de los recursos petrolíferos, así como análisis técnicos y comerciales para confirmar la intención de continuar desarrollándolos. Los cambios en la información disponible tal como el nivel de éxito de la perforación o cambios en el valor económico del proyecto, costos de producción, niveles de inversión, entre otros, pueden llegar a establecer que los costos de exploración capitalizados sean reconocidos en los resultados del periodo. A partir de 2016, el gasto por pozos secos es tratado como actividad de operación en el estado de flujos de efectivo.

3.4 Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE's)

La asignación de activos en UGE's requiere juicio significativo, así como también las interpretaciones con respecto a la integración entre los activos, la existencia de mercados activos, la exposición similar a los riesgos de mercado, las infraestructuras compartidas y la forma en la que la administración monitorea las operaciones. Ver nota 4.12 – Impairment en el valor de los activos, para mayor información.

3.5 Abandono de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de petróleos, la Compañía debe reconocer los costos por el abandono de instalaciones de extracción y transporte de petróleo, los cuales incluyen el costo de taponamiento y abandono de pozos, desmantelamiento de instalaciones y recuperación ambiental de las áreas afectadas.

La estimación de costos de abandono y desmantelamiento de estas instalaciones son registrados en la moneda funcional de la Compañía en el momento de instalación de los activos. La obligación constituida para el abandono y desmantelamiento es objeto de revisión anual y es ajustada para reflejar el mejor estimado, debido a cambios tecnológicos, asuntos políticos, económicos, ambientales, de seguridad y de relaciones con grupos de interés.

La determinación de estas estimaciones es compleja e involucra realizar juicios significativos por parte de la Gerencia, tales como proyecciones internas de costos, variaciones en las estimaciones de reservas, tasas futuras de inflación y tasas de descuento. La Compañía considera que los costos de abandono son razonables, con base en la experiencia del Grupo Empresarial y las condiciones de mercado; sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados en el cálculo del estimado podrían impactar significativamente los estados financieros.

3.6 Plan de pensión y otros beneficios

La determinación de gastos, pasivos y ajustes relacionados con los planes de pensión y otros beneficios de retiro definidos requieren que la administración utilice el juicio en la aplicación de los supuestos actuariales utilizados en el cálculo actuarial. Los supuestos actuariales incluyen estimaciones de la mortalidad futura, retiros, cambios en la remuneración y la tasa de descuento para reflejar el valor del dinero en el tiempo; así como la tasa de rendimiento de los activos del plan. Debido a la complejidad de la valoración de estas variables, así como su naturaleza de largo plazo, las obligaciones que se definan son muy sensibles a cualquier cambio en los mismos.

Estos supuestos se revisan anualmente para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir materialmente de los resultados reales debido a cambios en las condiciones económicas y de mercado, cambios en la regulación, decisiones judiciales, tasas de retiro más altas o más bajas, o expectativas de vida de los empleados más largas o más cortas. El cálculo de los bonos pensionales se mantiene para cumplir con las obligaciones pensionales a cargo de la Compañía, según la reglamentación establecida.

3.7 Impairment de crédito mercantil

La Compañía realiza anualmente una prueba de impairment del crédito mercantil (goodwill) para evaluar si el valor en libros es recuperable. El crédito mercantil es asignado a cada una de las unidades generadoras de efectivo (o grupos de unidades generadoras de efectivo)..

La determinación del importe recuperable se describe en la nota 4.12 y su cálculo requiere supuestos y estimaciones. La Compañía considera que los supuestos y estimados utilizados son razonables, pueden ser respaldados en las condiciones actuales de mercado y están alineados al perfil de riesgo de los activos relacionados. Sin embargo, al utilizar diferentes supuestos y estimados, se obtendrían resultados diferentes. Los modelos de valoración usados para determinar el valor razonable son sensibles a cambios en los supuestos subyacentes. Por ejemplo, los precios y volúmenes de ventas y los precios que serán pagados por la compra de materias primas son supuestos que pueden variar en el futuro. Los cambios adversos en cualquiera de estos supuestos podrían llevar a reconocer un impairment del crédito mercantil (goodwill).

3.8 Litigios

La Compañía está sujeta a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras reclamaciones que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La administración evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se estos materialicen y las sumas involucradas, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en estados financieros.

Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra de la Compañía y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando la Compañía tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado, es probable que se genere una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar la obligación y se puede hacer una estimación confiable del monto de dicha obligación.

3.9 Impuestos

El cálculo de la provisión por impuesto de renta requiere la interpretación de la normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera el Grupo Empresarial Ecopetrol. Los juicios significativos son requeridos para la determinación de las estimaciones de impuesto a las ganancias y para evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos, los cuales se basan en estimaciones de resultados fiscales futuros y en la capacidad para generación de resultados suficientes durante los periodos en los que sean deducibles dichos impuestos diferidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles.

En la medida en que los flujos de efectivo futuros y la renta gravable difieran significativamente de las estimaciones, la capacidad de la Compañía para utilizar los impuestos diferidos activos netos registrados a la fecha de presentación, podrían verse afectados.

Adicionalmente, cambios en las normas fiscales podrían limitar la capacidad de la Compañía para obtener deducciones fiscales en ejercicios futuros, así como el reconocimiento de nuevos pasivos por impuestos producto de cuestionamientos por parte de la auditoría del organismo fiscalizador.

Las posiciones fiscales que se adopten suponen la evaluación cuidadosa por parte de la Administración, y se revisan y ajustan en respuesta a circunstancias como caducidad en la aplicación de la legislación, cierre de auditorías fiscales, revelaciones adicionales ocasionadas por algún tema legal o alguna decisión de la Corte en un tema tributario en particular. La Compañía registra provisiones con base en la estimación de la posibilidad de una decisión negativa que pueda surgir de una auditoría fiscal. El monto de estas provisiones depende de factores como experiencia previa en auditorías fiscales y diferentes interpretaciones de normas tributarias por las entidades contribuyentes y de la autoridad tributaria. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones registradas.

3.10 Contabilidad de coberturas

El proceso de identificación de las relaciones de cobertura entre las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura (derivados y no derivados tal como la deuda a largo plazo en moneda extranjera), y su correspondiente efectividad, requiere juicios de la administración. La Compañía evalúa periódicamente la alineación entre las coberturas identificadas y su política de gestión de riesgos.

4. Políticas contables

Las políticas contables que se indican a continuación se han aplicado consistentemente para todos los periodos presentados.

4.1 Instrumentos financieros

La clasificación de un instrumento financiero depende de su naturaleza y propósito por el cual el activo o pasivo financiero fue adquirido y se determina al momento del reconocimiento inicial. Los activos y pasivos financieros se valúan inicialmente a su valor razonable.

Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos de los activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados) se suman o deducen del valor razonable de los activos y pasivos financieros, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros a su valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados y con cambios en otro resultado integral se contabilizarán a su valor razonable. Los instrumentos financieros tales como, préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, se contabilizan a costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Las inversiones de patrimonio disponibles para la venta que no tienen un precio de cotización en el mercado y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, se miden al costo menos cualquier pérdida por impairment identificada al final de cada periodo de reporte.

Mediciones a valor razonable

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría para transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de valoración. La medición del valor razonable se basa en la presunción de que la transacción para vender el activo o transferir el pasivo tiene lugar en el mercado principal del activo o pasivo o en ausencia de un mercado principal en el mercado más ventajoso del activo o pasivo.

Todos los activos y pasivos cuyo valor razonable se mide o revela en los estados financieros se clasifican dentro de la jerarquía, con base en la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable en su conjunto, de la siguiente manera:

- Nivel 1: Precios de cotización (no ajustados) de mercados activos para activos y pasivos idénticos. Para la Compañía, el nivel 1 incluye valores negociables activamente transados.
- Nivel 2: Entradas distintas de nivel 1 que son observables, ya sea directa o indirectamente. Para la Compañía, las entradas del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa, y los precios que pueden ser corroborados substancialmente con otros datos observables con el mismo término que el contrato.
- Nivel 3: Datos de entrada no observables. La Compañía no utiliza entradas a nivel 3 para sus mediciones recurrentes de activos y pasivos financieros. La Compañía puede utilizar entradas a nivel 3 para la determinación del valor razonable asociado con ciertas mediciones de los activos no financieros para determinar su valor recuperable.

Para contratos derivados, en los cuales información pública no esté disponible, las estimaciones del valor razonable se determinan generalmente usando modelos y otros métodos de valoración, cuyos supuestos claves incluyen: precios futuros, volatilidad, correlación de precios, riesgo crediticio de la contraparte y liquidez del mercado, cuando sea apropiado. Para otros activos y pasivos, las estimaciones de valor razonable se basan generalmente en el valor presente neto de los flujos de caja esperados

Método de tasa de interés efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de registro del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados (incluyendo todas las comisiones, costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto) con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial.

Impairment

La Compañía evalúa, en cada fecha de reporte, si existe evidencia objetiva que un activo financiero o grupo de activos financieros están deteriorados. Los activos financieros se evalúan para los indicadores de impairment al final de cada periodo. Se considera que los activos financieros se han deteriorado cuando existe evidencia objetiva que, como resultado de uno o más eventos que ocurren con posterioridad al reconocimiento inicial, los flujos de efectivo futuros estimados del activo se han afectado. Para los activos financieros medidos al costo amortizado, el importe de la pérdida por impairment es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

Bajas de activos financieros

Ecopetrol da de baja un activo financiero únicamente al vencimiento de los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo o, cuando ha transferido sus derechos de recibir dichos flujos o ha asumido la obligación de pagar los flujos recibidos en su totalidad sin demora material a un tercero y (a) ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo financiero o (b) no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, sino que ha transferido el control del mismo.

Cuando la Compañía no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo ni transfiere el control del activo, la Compañía continúa reconociendo el activo transferido, en la medida de su participación continua, y también reconoce el pasivo asociado.

4.1.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo comprende fondos en caja, inversiones financieras altamente líquidas, depósitos bancarios y depósitos especiales con vencimiento dentro de los noventa días desde la fecha de su adquisición y con bajo nivel de riesgo en cambios significativos de su valor.

4.1.2 Activos financieros

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

- a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados incluyen activos financieros mantenidos para negociar y activos financieros designados al momento del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si son adquiridos con el propósito de vender o recomprar en el corto plazo. Estos activos se reconocen a su valor razonable y las ganancias o pérdidas que surgen en la re-medicación son reconocidas en el resultado del periodo.

b) Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en el otro resultado integral

Son instrumentos de patrimonio de otras Compañías no controladas y no estratégicas que no permiten ejercer ningún tipo de control o influencia significativa sobre las mismas y donde la administración de la Compañía no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las pérdidas o ganancias no realizadas, se reconocen en el otro resultado integral. Los ingresos recibidos por estos instrumentos de patrimonio se reconocen como ingresos financieros en el resultado del periodo.

En el momento de su venta o en el reconocimiento de pérdidas por impairment en su valor, los ajustes acumulados por valoración en el otro resultado integral y la utilidad o pérdida en la venta se reconocen en el resultado del ejercicio.

c) Préstamos y cuentas por cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo; se clasifican como activos corrientes, excepto para los vencimientos superiores a doce meses desde la fecha del balance, los cuales se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar, incluyen cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar que, son medidas inicialmente a su valor razonable y posteriormente a su costo amortizado, utilizando el método de interés efectivo, menos impairment.

Los préstamos a empleados son inicialmente reconocidos al valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a una tasa de mercado para un préstamo similar. Si la tasa de interés del préstamo es inferior a la tasa de interés de mercado, el valor razonable será menor que la cuantía del préstamo. Esta diferencia inicial se reconoce como beneficio a empleados.

4.1.3 Pasivos financieros

Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por la Compañía a través de créditos bancarios y emisiones de bonos, cuentas por pagar a proveedores y acreedores. Los créditos bancarios y emisiones de bonos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. La diferencia entre el importe recibido y su valor nominal, se reconoce en el resultado del periodo durante el tiempo de amortización de la obligación financiera, medidos al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva. La amortización del método de interés efectivo se incluye como gasto financiero en el estado de resultados.

Las cuentas por pagar a proveedores y acreedores son pasivos financieros a corto plazo registrados por su valor nominal, toda vez que no difieren significativamente de su valor razonable.

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación especificada en correspondiente contrato sea pagada o vencida. Cuando un pasivo financiero existente haya sido reemplazado por otro pasivo proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o si las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo. La diferencia entre los importes en libros respectivos, se reconoce en el estado de ganancias o pérdidas.

4.1.4 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente en el estado de situación financiera como activos o pasivos y se miden a su valor razonable en la fecha en que se registra el derivado y posteriormente se miden a valor razonable. Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran como resultados en el estado de ganancias o pérdidas, excepto la porción efectiva de las coberturas de flujos de efectivo, las cuales se reconocen en otros resultados integrales y posteriormente se reclasifican en resultados cuando el elemento cubierto afecta ganancias o pérdidas.

Las ganancias o pérdidas de los contratos derivados, que no están calificados ni designados como coberturas, incluidos los contratos forward para la compra y venta de commodities en negociación para la entrega o recibo físico del commodity son registrados en el resultado.

Los derivados implícitos en contratos que aún no requieren ser reconocidos a valor razonable y que no están directamente relacionados con el contrato anfitrión en términos de características económicas y riesgos se separan de su contrato principal y son reconocidos a valor razonable; las ganancias o pérdidas asociadas se reconocen en resultados.

4.1.5 Operaciones de cobertura

Para propósitos de la contabilidad de cobertura, estas son clasificadas como:

- Coberturas de valor razonable, cuando se tiene como propósito cubrir la exposición a cambios en el valor razonable del activo o pasivo reconocido o compromiso en firme no reconocido, o parte identificada en dicho activo, pasivo o compromiso firme.
- Coberturas de flujo de efectivo, cuyo propósito es cubrir la exposición a la fluctuación de los flujos de efectivo que se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable.
- Coberturas de una inversión neta de un negocio en el extranjero.

Al inicio de la relación de cobertura, la Compañía designa y documenta formalmente la relación entre el instrumento de cobertura y el elemento cubierto, junto con sus objetivos de gestión de riesgo y su estrategia para llevar a cabo transacciones de cobertura. Se espera que tales coberturas sean altamente efectivas para lograr compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo; igualmente, se evalúan continuamente para determinar que realmente han sido altamente efectivos a lo largo de los períodos de reporte financiero, para los cuales fueron designados.

Los instrumentos de cobertura son clasificados como activos o pasivos no corrientes cuando su vencimiento es superior a 12 meses, a partir de la fecha del estado de situación financiera, de lo contrario se clasifican como activos o pasivos corrientes.

4.1.5.1 Cobertura de flujo de efectivo

La porción efectiva de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura se reconocen en otro resultado integral, mientras que la porción inefectiva se reconoce en el resultado del periodo, en la línea del resultado financiero, neto.

Los montos previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren a resultados. Cuando la partida cubierta es un activo o pasivo no financiero, los importes previamente reconocidos en otro resultado integral se transfieren y se incluyen en el importe en libros inicial del costo del activo o pasivo no financiero.

Si el instrumento de cobertura expira o se vende, finaliza o se ejerce sin reemplazo o transferencia, o si se revoca su designación como cobertura o cuando la cobertura ya no cumple con los criterios para la contabilidad de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada previamente reconocida en otro resultado integral se mantiene por separado en patrimonio hasta que la transacción se reconozca en resultados. Cuando ya no se espera que ocurra la transacción cubierta inicialmente, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se reconoce inmediatamente en el resultado del periodo.

Ecopetrol designa préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo tipo de cambio en exportaciones futuras de crudo. Ver Nota 31 para mayor información.

4.1.5.2 Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Las coberturas de inversión neta en un negocio en el extranjero son contabilizadas de manera similar a las coberturas de flujo de efectivo.

La ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relativa a la porción efectiva se reconoce en el otro resultado integral; mientras que la ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce en el resultado del periodo. Las ganancias o pérdidas acumuladas en el patrimonio son reclasificadas al estado de resultados cuando se disponga parcial o totalmente del negocio en el extranjero.

Ecopetrol designó préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo tipo de cambio en sus inversiones en subsidiarias cuya moneda funcional es dólar. Ver Nota 31 para mayor información.

4.2 Inventarios

Los inventarios se registran al costo o valor neto realizable más bajo.

Los inventarios comprenden principalmente petróleo crudo, combustibles y productos petroquímicos e inventarios de bienes de consumo (repuestos y suministros).

El costo del petróleo crudo es el costo de producción, incluido el transporte.

El crudo requerido para poner en funcionamiento los oleoductos hace parte del costo del oleoducto relacionado.

El costo de otros inventarios se determina según el método del promedio ponderado, el cual incluye los costos de adquisición (deducciones de descuentos comerciales, reembolsos y otros similares), transformación y otros costos incurridos para llevar el inventario a su ubicación y condición actual, como los costos de transporte.

Los inventarios de consumibles (repuestos y suministros) se reconocen como inventario y luego se cargan a gastos, mantenimiento o proyectos en la medida en que dichos artículos se consuman.

Ecopetrol estima el valor neto realizable de los inventarios al final del período. Cuando las circunstancias que previamente causaron que los inventarios estuvieran por debajo de su costo ya no existen, o cuando se presenta una clara evidencia de un aumento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, el monto del castigo se revierte. La reversión no puede ser mayor que el monto del castigo original, de modo que el nuevo importe en libros siempre será el menor entre el costo y el valor neto realizable revisado.

4.3 Partes relacionadas

Se consideran partes relacionadas aquellas en donde una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control compartido, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas o es un miembro del personal clave de la gerencia (o pariente cercano del miembro). La Compañía ha considerado como partes relacionadas las Compañías asociadas, negocios conjuntos, directivos clave de la gerencia, las entidades administradoras de los recursos para pago de planes de beneficios post-empleo para empleados y algunas transacciones relevantes celebradas con entidades del Gobierno Colombiano, como son la compra de hidrocarburos y el fondo de estabilización petrolera (Ver Nota 4.16)

4.3.1 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual el Grupo ejerce influencia significativa pero no control. La influencia significativa es el poder de participar en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, pero no es control o control conjunto sobre esas políticas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto. Ver Anexo I - Compañías consolidadas, asociadas y negocios conjuntos para detalle estas Compañías.

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de la participación. Bajo este método, la inversión en una asociada se reconoce inicialmente al costo. El valor en libros de estas inversiones incluye la plusvalía identificada en la adquisición, que no se evalúa por impairment separadamente.

La participación de la Compañía en los resultados de las operaciones de la asociada se reconoce en el estado de resultados. Cualquier cambio en otro resultado integral se registra en el otro resultado integral de la Compañía.

Después de la aplicación del método de participación, la Compañía determina si es necesario reconocer una pérdida por impairment de su inversión en su asociada. En cada fecha de presentación, la Compañía determina si existe evidencia objetiva de que la inversión está deteriorada. Si existe tal evidencia, se calcula el monto del impairment como la diferencia entre el monto recuperable y el valor en libros, y luego reconoce la pérdida en el estado de resultados.

Cuando es necesario, la Compañía realiza ajustes a las políticas contables de las asociadas para garantizar la coherencia con las políticas adoptadas por la Compañía. Adicionalmente, el método de participación de estas Compañías se calcula con sus estados financieros más recientes.

4.3.2 Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo mediante el cual dos o más partes que ejercen control compartido tienen derecho a los activos netos del acuerdo. El control conjunto se presenta cuando requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. El tratamiento contable para el reconocimiento de los negocios conjuntos es el mismo que las inversiones en asociadas.

4.4 Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un tipo de acuerdo conjunto mediante el cual las partes ejercen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, en relación con el acuerdo.

Los contratos de operación conjunta se celebran entre Ecopetrol y terceros para compartir el riesgo, asegurar el capital, maximizar la eficiencia operativa y optimizar la recuperación de las reservas. En estas operaciones, una parte se designa como el operador para ejecutar el presupuesto de gastos e inversiones e informar a los socios de acuerdo con sus intereses de participación. Así mismo, cada parte toma su parte de los hidrocarburos producidos (petróleo crudo o gas) de acuerdo con su participación en la producción.

Cuando Ecopetrol participa como socio no operador, registra los activos, pasivos, ingresos por ventas, costos y gastos en función del informe de los operadores. Cuando Ecopetrol es el operador directo de los contratos de empresas conjuntas, registra su porcentaje de activos, pasivos, ingresos por ventas, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en los ítems correspondientes a activos, pasivos, gastos, costos e ingresos por ventas.

Cuando la Compañía adquiere o aumenta una participación en una operación conjunta en el cual la actividad constituye un negocio, dicha transacción se registra aplicando el método de adquisición de acuerdo a la NIIF 3 – Combinación de negocios. El costo de adquisición es la suma de la contraprestación transferida, la cual corresponde al valor razonable, en la fecha de adquisición, de los activos transferidos y los pasivos incurridos. Cualquier costo de transacción relacionado con la adquisición o aumento de participación de la operación conjunta que constituye un negocio, se reconoce en el resultado del periodo.

El exceso de la suma de la contraprestación transferida y el importe pagado en la operación se reconoce como crédito mercantil. Si resulta en un exceso el valor razonable de los activos netos adquiridos sobre el importe pagado en la operación, la diferencia se reconoce como un ingreso en el estado de resultados consolidado en la fecha de reconocimiento de la operación.

4.5 Activos no corrientes mantenidos para la venta

Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta si sus valores en libros se recuperarán principalmente a través de una transacción de venta en lugar de mediante su uso continuado. Los activos no corrientes se clasifican como mantenidos para la venta solo cuando la venta es altamente probable dentro de un año desde la fecha de clasificación y el activo (o grupo de activos) está disponible para su venta inmediata en su condición actual. Estos activos se miden al menor entre su valor en libros y el valor razonable menos los costos de disposición relacionados.

4.6 Propiedades, planta y equipo

Reconocimiento y medición

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos la depreciación acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. Los componentes tangibles de los activos relacionados con recursos naturales y del medio ambiente forman parte de las propiedades, planta y equipo.

El costo inicial de un activo comprende su precio de compra o costo de construcción, incluyendo impuestos de importación e impuestos no reembolsables, cualquier costo directamente atribuible a la puesta en operación del activo, costos de beneficios a los empleados que surjan directamente de la construcción o adquisición, costos de endeudamiento incurridos que son atribuibles a la adquisición y construcción de activos calificables y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y abandono del artículo.

Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se registran como inventarios, y se reconocen como gasto cuando se consumen. Las piezas de repuesto importantes y el equipo de mantenimiento permanente, que la Compañía espera usar durante más de un período, son reconocidos como propiedades, planta y equipo.

Cualquier ganancia o pérdida en el retiro de algún elemento de propiedades, planta y equipo es reconocida en los resultados del periodo respectivo.

Desembolsos posteriores

Corresponden a todos los desembolsos que se realicen sobre activos existentes con el fin de aumentar o prolongar la vida útil inicial esperada, aumentar la productividad o eficiencia productiva, permitir una reducción significativa de los costos de operación, aumentar el nivel de reservas en áreas de explotación o desarrollo o reemplazar una parte o componente de un activo que sea considerado crítico para la operación.

Los gastos de reparación, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. No obstante, los desembolsos asociados a mantenimientos mayores son capitalizados.

Depreciación

Las propiedades, planta y equipo se deprecian siguiendo el método lineal, excepto los asociados a las actividades de Exploración y Producción, las cuales se deprecian según el método de unidades técnicas de producción. Las vidas útiles técnicas se actualizan anualmente considerando razones tales como: adiciones o mejoras (por reposición de partes o componentes críticos para la operación del activo), avances tecnológicos, obsolescencia u otros factores; el efecto de estos cambios se reconoce a partir del periodo contable en el cual se efectúa. La depreciación de los activos comienza cuando los mismos están en condiciones de uso.

La vida útil se define bajo los criterios de utilización prevista del activo, su desgaste físico esperado, la obsolescencia técnica o comercial y los límites legales o restricciones sobre el uso del activo.

Las vidas útiles estimadas oscilan entre los siguientes rangos:

Planta y equipo	15 - 65 años
Ductos, redes y líneas	10 - 59 años
Edificaciones	12 - 80 años
Otros	5 - 33 años

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones y tienen una vida útil indefinida y por tanto no son objeto de depreciación.

Los métodos de depreciación y vidas útiles se revisan anualmente y se ajustan, si corresponde.

4.7 Recursos naturales y del medio ambiente

Reconocimiento y medición

Ecopetrol emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y producción de petróleo crudo y gas, considerando a su vez, lo establecido en la NIIF 6 - Exploración y evaluación de recursos minerales.

Costos de exploración

Los costos de adquisición y exploración son registrados como activos de exploración y evaluación en curso hasta el momento en que se determine si la perforación de exploración resultó exitosa o no; de no ser exitosa, todos los costos incurridos son reconocidos en resultados.

Los costos de exploración son aquellos incurridos con el objetivo de identificar áreas que se considera tienen perspectivas de contener reservas de petróleo y gas, incluidos los costos geológicos y geofísicos, sísmicos, viabilidad y otros, que se reconocen como gastos cuando se incurre en ellos. Igualmente, los desembolsos asociados con la perforación de pozos exploratorios y aquellos relacionados con pozos estratigráficos de naturaleza exploratoria se cargan como activos hasta que se determine si son comercialmente viables; de lo contrario, se cargan a resultados como gasto de pozos secos de exploración. Otros gastos se reconocen como gastos cuando se incurre en ellos

Un activo de exploración y evaluación ya no se clasificará como tal cuando se demuestre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer un recurso mineral. Los activos de exploración y evaluación se revisarán por impairment y se reconocerá cualquier pérdida por impairment antes de la reclasificación.

Todos los costos capitalizados están sujetos a revisiones técnicas y comerciales al menos una vez al año para confirmar la continuidad para desarrollar y producir dichos campos; de lo contrario, estos costos se transfieren al resultado.

Los costos de exploración se presentan netos de los ingresos obtenidos de la venta de petróleo crudo durante el periodo de pruebas extensas, neto de los costos de ventas, ya que se consideran necesarios para completar el activo.

Costos de desarrollo

Los costos de desarrollo corresponden a aquellos costos incurridos para acceder a las reservas probadas de hidrocarburos y de proporcionar las instalaciones necesarias para la extracción, tratamiento, recogida y almacenamiento. Cuando un proyecto es aprobado para desarrollo, el valor acumulado de los costos de adquisición y exploración se clasifican como recursos naturales y del medio ambiente, los costos posteriores a la etapa de exploración son capitalizados como costos de desarrollo de las propiedades que comprendan tales activos de recursos naturales. Todos los costos de desarrollo se capitalizan, incluidos los costos de perforación sin éxito de pozos de desarrollo.

Costos de producción

Son aquellos incurridos para operar y mantener los pozos productivos, así como el equipo e instalaciones correspondientes. La actividad de producción incluye la extracción del crudo y del gas a la superficie, su recolección, tratamiento y procesamiento y el almacenamiento en el campo. Los costos de producción son gastos en el momento en que se incurren a menos que adicionen reservas de petróleo crudo y gas, en tal caso son capitalizados.

Los equipos de producción y apoyo se contabilizan con base en su costo y hacen parte de las propiedades, planta y equipo sujetos a depreciación.

Los costos capitalizados también incluyen el costo de desmantelamiento, retiro y restauración, así como el valor estimado por obligaciones ambientales futuras. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, se capitalizan en el activo correspondiente.

Amortización

La amortización de los elementos de recursos naturales y del medio ambiente es determinada según el método de unidades técnicas de producción por campo, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas, salvo algunos casos excepcionales que demandan un mayor juicio de valor por parte de la Gerencia para determinar un mejor factor de amortización de los beneficios económicos futuros a lo largo de la vida útil del activo. Los factores de amortización se revisan anualmente, con base en el estudio de reservas y el impacto sobre cambios de dichos factores sobre el gasto por amortización, se reconoce de manera prospectiva en los estados financieros.

Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva de la Compañía. Las reservas probadas consisten en las cantidades estimadas de petróleo crudo y gas natural demostradas con certeza razonable por los datos geológicos y de ingeniería que serán recuperables en años futuros a partir de reservas conocidas bajo condiciones económicas y de operación existentes, es decir, a los precios y costos que se aplican a la fecha de la estimación.

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación de impairment) de activos y 4.12 - Impairment del valor de los activos.

4.8 Capitalización de costos por préstamos

Los costos por préstamos relacionados con la adquisición, construcción o producción de un activo calificado, el cual requiera un período de tiempo sustancial para estar listo para su uso, se capitalizan como parte del costo de ese activo cuando sea probable que los beneficios económicos futuros retornen a la Compañía y puedan ser medidos con fiabilidad. Los demás costos por intereses se reconocen como gastos financieros en el período en que se incurren. Los proyectos que han sido suspendidos, pero que la Compañía pretende continuar a futuro con su ejecución, no son susceptibles de asignación de costos préstamos.

4.9 Activos intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida, adquiridos separadamente, son inicialmente registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. La amortización es reconocida bajo el método de línea recta, de acuerdo con sus vidas útiles estimadas. La vida útil estimada y el método de amortización son revisados al final de cada período de reporte; cualquier cambio en la estimación es registrada sobre una base prospectiva.

Los desembolsos originados por las actividades de investigación se reconocen como un gasto en el período en el cual se incurren.

4.10 Crédito mercantil (goodwill)

El crédito mercantil se mide inicialmente al costo (que corresponde a la diferencia entre la contraprestación transferida y el monto reconocido por intereses no controladores y cualquier interés anterior mantenido sobre el neto de los activos adquiridos y los pasivos asumidos). Después del reconocimiento inicial, el crédito mercantil se mide al costo menos cualquier pérdida por impairment acumulada. El crédito mercantil no se amortiza, pero se prueba anualmente por impairment al cierre del ejercicio.

4.11 Arrendamientos

Los arrendamientos se clasifican como financieros cuando los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad. Los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Los activos mantenidos bajo arrendamiento financiero, cuando Ecopetrol es arrendatario, se reconocen en el estado de situación financiera, por el menor entre el valor razonable del activo y el valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. Estos activos se deprecian a lo largo de la vida útil del activo. Cuando no hay una certeza razonable de que la Compañía obtendrá la propiedad del activo al final del contrato, los activos arrendados se deprecian en el menor período, entre la vida útil estimada del activo y el plazo del arrendamiento.

El pasivo correspondiente al arrendador se incluye en el estado de posición financiera consolidado como un pasivo por arrendamiento financiero, en el rubro de préstamos y financiaciones.

Los pagos por arrendamiento se distribuyen entre los gastos financieros y la reducción de las obligaciones por arrendamiento, a fin de alcanzar una tasa de interés constante sobre el saldo remanente del pasivo. Los gastos financieros se cargan directamente a resultados.

Los pagos por arrendamientos operativos se registran como un gasto, empleando el método de línea recta, durante el plazo correspondiente al arrendamiento, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de prorrateo, para reflejar mejor en el tiempo, el patrón de los beneficios del arrendamiento. Las rentas contingentes se reconocen como gastos en los periodos en los que se incurrían.

4.12 Impairment del valor de los activos

Con el fin de evaluar la recuperabilidad de los activos tangibles e intangibles, Ecopetrol compara el valor en libros de los mismos con el importe recuperable por lo menos a la fecha de cierre del período o antes, en caso de identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

Para efectuar el análisis de impairment, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) siempre que los mismos, individualmente considerados, no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGE's. La agrupación de los activos en diferentes UGE, implica la realización de juicio profesional y la consideración, entre otros parámetros, de los segmentos de negocio. En este sentido, en el segmento de Exploración y Producción, una UGE corresponde a cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "campos"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios campos son interdependientes entre sí, dichos campos se agrupan en una única UGE. En el caso del segmento Refinación y Petroquímica, las UGE corresponden a cada una de las refinerías del grupo y para el segmento de Transporte cada línea es tomada como una UGE independiente.

El valor recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la UGE) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por impairment de valor en los resultados del período.

El valor razonable menos los costos de disposición será mayor que el valor en uso para el segmento de producción del activo debido a que la metodología de valor en uso tiene algunas restricciones significativas incluidas en los flujos de efectivo futuros, como las siguientes: a) gastos futuros de capital que mejoren el rendimiento de la UGE, que podría resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo, b) la existencia de gastos generales, administrativos y otros gastos propios de la Compañía que disminuyen los flujos netos, c) las partidas antes de impuestos que reflejan riesgos comerciales específicos, lo que resulta en una mayor tasa de descuento y por ende, menores flujos netos. El monto recuperable de los activos en los segmentos de negocio es el más alto entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso.

El valor razonable menos los costos de disposición, se determina como la suma de los flujos de caja futuros descontados, ajustados al riesgo estimado. Las estimaciones de los flujos de caja futuros utilizados en la evaluación del impairment de los activos se realizan con proyecciones de los precios de los productos básicos, estimaciones de la oferta y la demanda y los márgenes de los productos. En el caso de los activos o las unidades generadoras de efectivo que participan en la evaluación y exploración de reservas, se consideran reservas probadas, probables y posibles, con un factor de riesgo asociado a las mismas.

Los cálculos son corroborados con múltiplos de valoración, precios de cotización de las acciones de empresas comparables a Ecopetrol.

Una vez que se ha registrado una pérdida por impairment del valor, el gasto por amortización futura se calcula sobre la base del importe recuperable ajustado. Las pérdidas por impairment solo pueden revertirse está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después de que se reconoció la pérdida por impairment. Estas reversiones no deberán exceder el valor en libros de los activos netos de depreciación o amortización que se habrían determinado si el impairment nunca se hubiera registrado, ni tampoco el importe recuperable en la fecha de la evaluación.

En la reclasificación de cualquier activo no corriente a los activos mantenidos para la venta, el valor en libros de estos activos se revisa a su valor razonable menos los costos de disposición. No se registra ninguna otra provisión para depreciación, agotamiento o amortización si el valor razonable menos los costos de disposición es menor que el valor en libros.

4.13 Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando Ecopetrol tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y que sea probable que se requiera un desembolso futuro para pagar la obligación y su estimación pueda ser medida con fiabilidad. En los casos aplicables, se registran a su valor presente, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo.

Los desembolsos relacionados con la conservación del ambiente, vinculados con ingresos por operaciones actuales o futuras, son contabilizados como gastos o activos, según corresponda. Los desembolsos relacionados con operaciones del pasado, que no contribuyan a la obtención de ingresos corrientes o futuros, son registrados como gastos.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y Ecopetrol tiene información adecuada para determinar un estimado razonable de su respectivo costo.

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

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea virtualmente cierto. El gasto correspondiente a cualquier provisión se presenta en el estado de ganancias y pérdidas en la línea que mejor refleje la naturaleza de la provisión, neto de todo reembolso relacionado, en la medida en que éste sea virtualmente cierto.

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones se descuentan utilizando una tasa actual de mercado antes de impuestos que refleja, cuando corresponda, los riesgos específicos del pasivo. Cuando se reconoce el descuento, el aumento de la provisión producto del paso del tiempo se reconoce como costos financieros en el estado de ganancias y pérdidas.

Obligación de retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas, relacionadas con el desmantelamiento de componentes de pozos, ductos, inmuebles y equipo.

La obligación generalmente se contrae cuando los activos son instalados o la superficie o el ambiente son alterados en los sitios a operar. Estos pasivos son reconocidos utilizando la técnica de flujos de caja descontados a una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado de un pasivo de riesgo similar y tomando en consideración el límite económico del campo o vida útil del activo respectivo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación confiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para realizar la mejor estimación.

El valor en libros de la provisión es revisado y ajustado anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación, utilizando una tasa que refleje el riesgo específico del pasivo. Cualquier cambio en el valor presente del gasto estimado se refleja como un ajuste a la provisión y correspondiente propiedad, planta y equipo y recursos naturales y ambientales. Cuando una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productor excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de resultados consolidado. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del periodo, como gasto financiero.

4.14 Impuesto a las ganancias y otros impuestos

El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto a la renta por pagar del periodo corriente (incluye cuando aplique, renta y complementarios y renta para la equidad CREE) y el efecto del impuesto diferido en cada periodo.

El impuesto a las ganancias es registrado en resultados, excepto cuando estén relacionados con partidas reconocidas en otros resultados integrales, en cuyo caso el impuesto es registrado en el patrimonio. Los activos y pasivos por impuestos son presentados de manera separada en los estados de situación financiera consolidados, excepto cuando exista un derecho de compensación dentro de las jurisdicciones fiscales y una intención para cruzar tales saldos sobre una base neta.

4.14.1 Impuesto corriente

La Compañía determina la provisión del impuesto a las ganancias con base en el mayor valor entre la utilidad gravable y la renta presuntiva (el valor mínimo estimado de rentabilidad que la ley prevé para cuantificar y liquidar el impuesto a las ganancias). La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado de resultados integrales, debido a: partidas de ingresos o gastos impositivos o deducibles en diferentes periodos fiscales, deducciones tributarias especiales, pérdidas fiscales y partidas contabilizadas que conforme a las normas tributarias aplicables en cada jurisdicción se consideren no gravables o no deducibles

4.14.2 Impuestos diferidos

El impuesto diferido se contabiliza de acuerdo con el método del pasivo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se reconocen por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos existentes en los estados financieros consolidados y sus bases impositivas respectivas. Se reconoce un pasivo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias impositivas. Se reconoce un activo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias deducibles y para todas las pérdidas fiscales a amortizar, en la medida en que exista una expectativa razonable de que la Compañía tendrá ganancias fiscales futuras con las que pueda compensar dichas diferencias temporales.

Los impuestos diferidos sobre los activos y pasivos se calculan sobre la base de las tasas impositivas que se aplicarán a los ingresos gravables durante los años en los que se espera que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas.

El valor en libros de un activo por impuestos diferidos está sujeto a revisión al final de cada período de presentación y se disminuye en la medida en que se estima probable que no habrá suficientes ganancias fiscales futuras que permitan la recuperación total o parcial del activo.

El impuesto diferido consolidado se calcula como la suma del impuesto diferido en los estados financieros separados de las Compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol, ajustado por los impuestos diferidos sobre combinaciones de negocios, transacciones con vinculados y otros ajustes relacionados con el proceso de consolidación.

Los impuestos diferidos no se reconocen cuando surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción (excepto en una combinación de negocios) y en el momento de la transacción, no afecta la utilidad contable o fiscal, o con respecto a los impuestos sobre la posible distribución futura de utilidades acumuladas de subsidiarias o inversiones contabilizadas por el método de participación, si al momento de la distribución puede ser controlado por Ecopetrol y es probable que las ganancias acumuladas sean reinvertidas por las Compañías del Grupo y, por lo tanto, no será distribuido a Ecopetrol.

4.14.3 Otros impuestos

La Compañía reconoce en el resultado del periodo costos y gastos por otros impuestos diferentes al impuesto a las ganancias, tales como el impuesto a la riqueza, el cual se determina con base en el patrimonio fiscal, el impuesto de industria y comercio que grava los ingresos obtenidos en los municipios por el desarrollo de actividades comerciales, industriales y de servicios, y el impuesto de transporte que grava los volúmenes cargados en los sistemas de transporte. Los impuestos son calculados de acuerdo con la normatividad fiscal vigente. Para mayor detalle, ver Nota 10.

4.15 Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo (Acuerdo 01 de 1977) y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de las prestaciones legales, los empleados de Ecopetrol tienen derecho a los beneficios adicionales convenidos, los cuales dependen tanto del lugar, clase de trabajo, tiempo de servicio, como del salario básico. Se reconocen intereses al 12% anual sobre los montos acumulados por cesantías a favor de cada trabajador y se prevé el pago de indemnizaciones cuando se presenten circunstancias especiales que den lugar a la terminación del contrato, sin justa causa, y en períodos diferentes al de prueba.

Ecopetrol pertenecía al régimen especial de pensiones. Bajo este régimen las mesadas pensionales estaban a cargo de la Compañía, no a cargo de una Administradora de Pensiones. Sin embargo, la Ley 797 del 29 de enero de 2003 y el acto legislativo 001 de 2005 establecieron que Ecopetrol no pertenecería más a dicho régimen sino que en adelante sus empleados estarían vinculados al Sistema General de Pensiones. En consecuencia, los empleados que se jubilaron con Ecopetrol hasta el 31 de julio de 2010 siguen recibiendo mesadas a cargo de Ecopetrol. De igual manera, estos empleados tienen derecho a dicho bono pensional si trabajaron con Ecopetrol antes del 29 de enero de 2003, pero cuyo contrato de trabajo terminó, sin renovación antes de esa fecha.

Todas las prestaciones sociales de empleados ingresados con anterioridad a 1990 son responsabilidad de Ecopetrol sin intervención de organismo o institución de seguridad social. El costo de los servicios de salud del empleado y de sus familiares inscritos a cargo de la Compañía se determina mediante la tabla de morbilidad, preparada con base en los hechos acaecidos durante el año.

Para los trabajadores que ingresaron a partir de la vigencia de la Ley 50 de 1990, la Compañía hace aportes periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales a los respectivos fondos que asumen en su totalidad estas obligaciones.

En 2008, Ecopetrol conmutó parcialmente el valor correspondiente a mesadas de su pasivo pensional, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional (PAP's). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados a la Compañía hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales. La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Los beneficios a empleados se dividen en cuatro grupos así:

(a) Beneficios a empleados a corto plazo y post-empleo de aportaciones definidas

Los beneficios a empleados a corto plazo corresponden principalmente a aquellos cuyo pago será totalmente atendido en el término de los doce meses siguientes al cierre del periodo en el cual los empleados han prestado sus servicios. Estos incluyen principalmente salarios, cesantías, vacaciones, bonos y otros beneficios.

Los beneficios post-empleo de aportaciones definidas corresponden a los pagos periódicos para cesantías, pensiones y riesgos profesionales que la Compañía realiza a los respectivos fondos privados que asumen en su totalidad estas obligaciones.

Los anteriores beneficios se reconocen como un gasto con su pasivo asociado después de deducir cualquier valor ya pagado.

(a) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, la Compañía suministra los beneficios acordados a los empleados actuales y anteriores, y asume los riesgos actuariales y de inversión.

Los siguientes conceptos son clasificados como planes de beneficios definidos de largo plazo y son registrados en los estados financieros, de acuerdo con los cálculos realizados anualmente por un actuario independiente:

- Pensiones
- Bonos pensionales
- Salud
- Plan educativo
- Cesantías retroactivas

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera en relación con estos planes de beneficios, corresponde al valor presente de las obligaciones por prestaciones definidas en la fecha del balance, menos el valor razonable de los activos del plan.

La obligación por prestaciones definidas es calculada anualmente por actuarios independientes utilizando el método de la unidad de crédito proyectada, el cual tiene en cuenta los años de servicio de los empleados y para pensiones, la remuneración promedio o final. Dicha obligación se descuenta al valor presente utilizando los tipos de interés de bonos del Gobierno de alta calidad, denominados en la moneda en que se pagarán los beneficios y con una duración similar a cada plan.

Estas valuaciones actuariales involucran varios supuestos que podrían diferir de los acontecimientos que efectivamente tendrán lugar en el futuro. Estos supuestos incluyen la determinación de la tasa de descuento, los aumentos salariales futuros, los índices de mortalidad y los aumentos futuros de las pensiones. Debido a la complejidad de la valuación y los supuestos subyacentes, y a la naturaleza de largo plazo de estos planes, las obligaciones por beneficios definidos son extremadamente sensibles a los cambios en estos supuestos. Todos estos supuestos clave se revisan a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa.

Al determinar la tasa de descuento apropiada, ante la ausencia de un amplio mercado de bonos de alta calidad, la Gerencia considera las tasas de interés correspondientes a los bonos TES clase B negociables emitidos por el Gobierno Colombiano como su mejor referencia a una tasa de descuento apropiada con vencimientos extrapolados en línea con el plazo de duración esperado para cada plan de beneficios. El índice de mortalidad se basa en las tablas de mortalidad del país en particular, de las cuales su última versión es la tabla RV08 publicada en la resolución 1555 de octubre de 2010. Los aumentos futuros de salarios y pensiones se vinculan con los índices de inflación futuros esperados para el país. La Nota 22 – Provisiones por beneficios a empleados provee más detalles sobre los supuestos clave utilizados.

Los valores reconocidos en el resultado de los planes de beneficios definidos comprenden principalmente el costo del servicio y los intereses netos. El costo del servicio comprende principalmente el aumento en el valor presente de la obligación de los beneficios resultantes durante el período (costo del servicio corriente) y los valores resultantes un nuevo plan de beneficios. Las modificaciones del plan corresponden a los cambios en los beneficios y generalmente se reconocen cuando se han recibido todas las aprobaciones legales y reglamentarias y los efectos se han comunicado a los empleados involucrados. El interés neto se calcula utilizando el pasivo neto por beneficios definidos comparado con la curva de rendimiento de la tasa de descuento al inicio de cada año para cada plan. Las remediones del pasivo neto por beneficios definidos resultante de ganancias y pérdidas actuariales, el efecto del techo de los activos y la rentabilidad de los activos del plan, excluyendo el valor reconocido en el resultado, se reconocen en el otro resultado integral.

No existe costo de servicio para el plan de pensiones de los empleados debido a que al tener la calidad de pensionados, no hay tiempo de servicio presente al que se le pueda cargar el beneficio pensional, en otras palabras el beneficio esta 100% causado y no está en la etapa de acumulación.

Cuando los activos del plan exceden la obligación bruta, el activo reconocido se limita al menor entre el superávit del plan de beneficios definidos y el techo de los activos determinado mediante una tasa de descuento basada en bonos del Gobierno Colombiano.

(b) Otros beneficios a largo plazo

Los otros beneficios a largo plazo incluyen la prima por quinquenio que hace parte del cálculo actuarial de la Compañía. Este beneficio es un bono en efectivo que se acumula sobre una base anual y se paga al final de cada cinco años a los empleados. La Compañía reconoce en el resultado del periodo el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficios definido.

(c) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación de la relación laboral es reconocido sólo cuando existe un plan detallado para dicho proceso y no exista posibilidad de retirar la oferta. La Compañía reconoce un pasivo y un gasto por beneficios de terminación en la fecha más temprana entre la fecha en donde no se puede retirar la oferta de dichos beneficios o aquella en la que se reconocen los costos de reestructuración.

4.16 Reconocimiento de ingresos por ventas

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, incluyendo los riesgos y beneficios de la propiedad. En el caso de productos refinados y petroquímicos, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados y entregados por la refinería; posteriormente, son ajustados por cambio de precios, en el caso de productos con precios regulados. Los ingresos por servicios de transporte se reconocen cuando los productos son transportados y entregados al comprador conforme con los términos de la venta. En los demás casos, los ingresos se reconocen en el momento en que se han devengado y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago.

En cumplimiento con la normatividad local vigente, Ecopetrol y Refinería de Cartagena S.A., comercializan gasolina regular y ACPM a precio regulado.

De conformidad con el Decreto 1068 de 2015, corresponde al Ministerio de Minas y Energía calcular y liquidar la posición neta semestral de Ecopetrol y para cada combustible a ser estabilizado por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). La posición neta corresponde a la sumatoria de los diferenciales a lo largo del semestre, cuyo resultado será el monto en pesos colombianos a favor de la Compañía con cargo a los recursos del FEPC. El diferencial corresponde al producto entre el volumen reportado por la Compañía al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes, expresados en pesos colombianos, referenciados al mercado del golfo de los Estados Unidos de América, calculado aplicando la Resolución 18 0522 de 2010 y el precio de referencia es el Ingreso al Productor definido por el Ministerio de Minas y Energía para estos efectos. Por consiguiente, este diferencial constituye un mayor o menor valor del ingreso por ventas para Ecopetrol y Refinería de Cartagena S.A.

4.17 Costos y gastos

Los costos y gastos se presentan de acuerdo a su naturaleza, detallando en las respectivas notas la composición del costo de ventas y los gastos asociados a las actividades de administración, operación, proyectos y otros gastos.

4.18 Ingresos (gastos) financieros

Los ingresos y gastos financieros incluyen principalmente: a) costos por intereses de préstamos y financiación, excepto los que son capitalizados como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medios a valor razonable con cambio a resultados, c) diferencias en cambio de activos y pasivos financieros, excepto los instrumentos de deuda designados como instrumento de cobertura, d) gastos por actualización financiera de pasivos a largo plazo (costos de abandono y pasivo pensional), e) los dividendos derivados de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambio en el otro resultado integral.

4.19 Información por segmento de negocio

Ecopetrol presenta las correspondientes revelaciones relacionadas con sus segmentos de negocio en sus estados financieros consolidados de acuerdo con el párrafo 4 de la NIIF 8 – Segmentos de operación.

La operación del Grupo Empresarial Ecopetrol se realiza a través de tres segmentos de negocio: 1) Exploración y producción, 2) Transporte y logística y 3) Refinación, petroquímica y biocombustibles.

Esta segmentación se basa en la gestión de objetivos y plan estratégico de la Compañía teniendo en cuenta que estos negocios: (a) se dedican a actividades comerciales diferenciales, de las que se generan los ingresos y se incurren los costos y gastos; (b) los resultados de operación son revisados regularmente por el Gobierno del Grupo que toma las decisiones de operación para asignar recursos a los segmentos y evaluar su desempeño; y (c) se dispone de información financiera diferenciada. Las transferencias internas representan las ventas a los segmentos entre Compañías y se registran y se presentan a precios de mercado.

- a) **Exploración y producción:** Este segmento incluye las actividades relacionadas con la exploración y producción de petróleo crudo y gas. Los ingresos se derivan de la venta a precios de mercado de petróleo crudo y gas natural a otros segmentos y a terceros (distribuidores locales y extranjeros). Los costos incluyen los costos incurridos en la producción. Los gastos incluyen todos los costos de exploración que no se capitalizan.
- b) **Transporte y logística:** Este segmento incluye los ingresos y costos asociados con la operación de transporte y distribución de hidrocarburos, derivados y productos.
- c) **Refinación y petroquímica:** Este segmento incluye las actividades realizadas en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, donde se transforman en productos los crudos que llegan de los campos de producción. También incluye los negocios de producción de petroquímicos y biocombustibles. Los ingresos de productos son realizados a otros segmentos y a clientes nacionales y del exterior e incluyen productos refinados y petroquímicos a precios de mercado y en algunos combustibles a precio regulado. Este segmento también incluye ventas de servicios industriales a clientes.

5. Nuevos estándares y cambios normativos

Ecopetrol adoptó por primera vez las siguientes modificaciones a las IFRS emitidos por el IASB, aplicables para el periodo que cubre este informe:

- Modificaciones a la NIC 7 estado de flujos de efectivo - Iniciativa de revelación: requieren que las entidades revelen los cambios en sus pasivos surgidos de las actividades de financiación, incluidos los que se generan de los flujos de efectivo y los no monetarios (entre ellos, el efecto de la diferencia en cambio). La adopción de las modificaciones a la NIC 7 no tuvo impacto en los montos reconocidos en los estados financieros. La Compañía proporciona la información para el período actual y el período comparativo, requerido por esta norma en la Nota 20 – Préstamos y financiaciones.

Los siguientes estándares entrarán en vigencia en períodos futuros y están siendo objeto de implementación y/o evaluación:

- La NIIF 9 "Instrumentos financieros" sustituyó la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y valoración" y entra en vigencia para los ejercicios anuales que comenzaron a partir del 1 de enero de 2018. La NIIF 9 incluye: 1) Clasificación y medición de activos y pasivos financieros, 2) impairment de activos financieros y 3) Contabilidad de coberturas. Ecopetrol implementó esta norma desde su fecha efectiva.

En relación con la clasificación y medición, se efectuó la validación de los instrumentos financieros concluyendo: a) la valoración de los activos y pasivos financieros medidos a costo amortizado, es consecuente con el modelo de negocio, el cual busca pagar o recibir flujos de caja en un momento determinado; b) las cuentas por pagar y por cobrar de corto plazo no aplican el método de valoración por costo amortizado, toda vez que no tienen una tasa de interés asociada y su liquidación es menor a un año y c) los portafolios de inversión y derivados financieros continúan midiéndose a valor razonable con cambios en resultados, en cumplimiento a su función dentro el modelo de negocio.

Con base en las mencionadas evaluaciones, la valoración actual de los instrumentos financieros de la Compañía es consecuente con su modelo de negocio y no requiere cambios importantes.

Con respecto al modelo de evaluación de impairment aplicado a los activos financieros valorados a costo amortizado, se determinó que la adopción de la NIIF 9 no presentará ningún impacto, teniendo en cuenta los procesos que se ejecutan para el monitoreo del riesgo de crédito, el conocimiento previo de la situación financiera de las contrapartes con las que se efectúan transacciones y la calidad de la cartera.

Por último, respecto al modelo de contabilidad de coberturas, la Compañía determinó como política contable, continuar con los requerimientos establecidos por la NIC 39 para las operaciones ya existentes. En el caso en que Ecopetrol decida realizar nuevas coberturas, se validarán los requerimientos exigidos por la NIIF 9 para establecer las relaciones de esas coberturas y su alineación con los objetivos de la administración del riesgo, así como los componentes cualitativos y cuantitativos a ser considerados para la evaluación de efectividad.

- La NIIF 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes" proporciona un modelo único para contabilizar los ingresos derivados de contratos con clientes, centrándose en la identificación y cumplimiento de obligaciones de desempeño. La NIIF 15 sustituye la NIC 18 "Ingresos" y es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018. Según el nuevo estándar, los ingresos se reconocen cuando se satisfacen las obligaciones de desempeño y no existen situaciones indicativas de que el precio o consideración variable que la componen no sean medibles o realizables. De igual manera el reconocimiento del ingreso se observa cuando el cliente obtiene el control de los bienes o servicios prometidos en un monto que refleja la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de esos bienes o servicios. El estándar también contiene requisitos de presentación y revelación que son más detallados que los definidos por NIC 18, lo cual representa un aumento en el volumen de divulgaciones requeridas en los estados financieros.

El Grupo Empresarial implementará esta norma desde el 1° de enero del 2018, utilizando el método retrospectivo modificado, el cual permite ajustar dentro del patrimonio, a la fecha de aplicación inicial, los impactos calculados sin que se requiera ajustar los años comparativos. Su adopción no tuvo un efecto material en los importes reconocidos en el estado de situación financiera y en los estados de resultados y resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo en periodos anteriores; sin embargo, requirió la implementación de nuevos controles internos, cambios en procedimientos y políticas contables para permitir la documentación sobre la adopción del estándar y su futura aplicación.

El proceso desarrollado consideró las soluciones prácticas establecidas en la norma para determinar los contratos a analizar, los componentes de financiación significativos y costos incrementales de obtener un contrato con un cliente.

Durante el proceso de implementación de la NIIF 15 se evaluaron las fuentes de ingresos ordinarios, considerando la identificación de contratos con clientes, las obligaciones de desempeño, la determinación de precios de transacción, la asociación de precios con obligaciones de desempeño y el reconocimiento de ingresos cuando se satisfacen dichas obligaciones. El análisis incluyó los siguientes aspectos por segmento:

Exploración y producción: Ingresos asociados a la venta de petróleo crudo y de gas natural. Los principales aspectos evaluados son acuerdos con socios en operaciones conjuntas, contratos a largo plazo, desbalances, producción, regalías, rol de principal y agente, acuerdos de compra y venta, acuerdos take or pay y componentes variables de precio. No se identificaron impactos significativos para el reconocimiento, medición o presentación para este segmento.

Dentro del análisis se revisó si el socio operador en una operación conjunta puede tener un contrato con otro socio no operador para comercializar y vender el producto que no es del operador a un tercero. El análisis incluyó si alguna de las partes actúa como principal o agente en el acuerdo. El operador evalúa si registra los ingresos brutos en función de la producción total o los ingresos netos en función de su interés neto de explotación. El no operador avalúa el momento del reconocimiento de ingresos. El Grupo Empresarial no mantiene acuerdos significativos con socios no operadores en los cuales asuma el rol de agente.

Transporte y logística: Corresponde a los ingresos provenientes del transporte, almacenamiento y comercialización al por mayor de productos crudos o refinados derivados del petróleo ya sea por tuberías, ferrocarril, barcaza o camión. Ductos y otros sistemas de transporte pueden ser utilizados para trasladar petróleo crudo desde los sitios de producción a las refinerías y entregar los diversos productos refinados a los distribuidores de combustibles. Los principales aspectos evaluados son contratos ship or pay y ship and pay, componentes variables de precio y acuerdos de depósito. El Grupo Empresarial ha evaluado las obligaciones de desempeño establecidas en la prestación de servicio, observando que no existen condiciones en las cuales se presenten afectaciones al precio variable relacionado con ajustes volumétricos u otras condiciones contractuales impidan reconocer el ingreso.

Contratos Take-or-pay: Los contratos de venta de productos básicos y algunos contratos de almacenamiento y transporte firmes se pueden estructurar como contratos más complejos de compra o pago mínimo, que especifican cantidades mínimas de producto que pagará un cliente, incluso si elige no recibirlos o usarlos. Las cantidades de productos que un cliente opta por no tomar o usar en el período de entrega especificado se denominan "cantidades deficientes".

- **Período de recuperación prohibido:** si un cliente no puede compensar cantidades de deficientes en períodos futuros, la Compañía cumple sus obligaciones de desempeño y reconoce los ingresos por las cantidades especificadas contractualmente a medida que expira el período de servicio. Si la entidad del segmento de midstream espera que el cliente repare todas las deficiencias (es decir, espera que el cliente tome el volumen mínimo), la Compañía reconoce los ingresos a medida que se transfiere el producto. Alternativamente, si el Grupo Empresarial espera que haya cantidades de deficientes que el cliente no puede tomar o compensar, de igual manera reconocerá un ingreso.
- **Período de recuperación permitido:** algunos acuerdos de compra, pago o contratos de volumen mínimo contienen períodos de recuperación deficiente que permiten a los clientes adquirir el producto o servicio en un período futuro y compensar las cantidades contractuales especificadas del producto por el que pagaron pero no eligieron recibir en un período anterior. Si el cliente puede compensar las cantidades deficientes en períodos futuros, la Compañía tiene obligaciones de desempeño para entregar esos volúmenes a petición del cliente (sujeto a restricciones contractuales y de capacidad). Al inicio y en los períodos de informe posteriores, la Compañía debe estimar si espera que haya deficiencias que el cliente compensará o no. Si la Compañía espera que el cliente recupere todas las deficiencias a las que tiene derecho contractualmente, cualquier cargo recibido relacionado con las deficiencias temporales que se compensarán en un período futuro se diferirá y la entidad reconocerá ese monto como ingreso cuando ocurra cualquiera de las siguientes situaciones:
 - a) El cliente compone los volúmenes ó
 - b) La posibilidad de que el cliente ejerza su derecho a los volúmenes de deficiencia es remota.

La Compañía no identificó impactos significativos para el reconocimiento, medición o presentación para este segmento.

Refinación, petroquímicos y biocombustibles: referente a refinamiento del petróleo crudo, procesamiento/purificación del gas natural y producción de petroquímicos y biocombustibles. Los principales aspectos evaluados son contratos de largo plazo, componentes variables de precio, acuerdos no monetarios, descuentos, componentes de financiación y entregas en malla de refinería. No se identificaron impactos significativos para el reconocimiento, medición o presentación para este segmento.

Para cada uno de los segmentos, el ingreso es reconocido cuando los bienes o los servicios han sido entregados a los clientes en los puntos de entrega establecidos (momento en que se satisface la obligación de desempeño), en los cuales se realiza la transferencia de la propiedad y los riesgos asociados a los productos y han sido aceptados por los clientes.

Respecto a la estructura de agente y principal, como parte del proceso de operación de venta de productos o servicios el Grupo Empresarial entra en contratos para adquirir, en nombre del cliente, otros productos o prestar servicios. Bajo estos contratos, el Grupo Empresarial es considerado como el principal responsable para satisfacer la obligación específica. En algunos casos no se mantiene un riesgo del inventario antes o después de haber vendido el bien o prestado el servicio. El Grupo Empresarial ha evaluado el impacto en el reconocimiento en ambos casos y determinó que no hay efectos significativos frente al nuevo marco de adopción.

Como resultado del análisis de los segmentos, se definió que: a) para los principales contratos con varias obligaciones de desempeño, se concluyó que estas son interdependientes; por lo tanto, los precios asignados no son independientes y no fue requerido la aplicación de una metodología de asignación de precios; b) el Grupo Empresarial actúa como principal en sus transacciones controlando los bienes antes de transferirlos al cliente; c) la Compañía reconoce las consideraciones variables en los precios de transacción a menos que no puedan ser medidas fiablemente, en cuyo caso el reconocimiento se aplaza hasta resolver la incertidumbre; d) El método del producto es el utilizado por la Compañía para reconocer el ingreso proveniente de contratos a largo plazo con entregas parciales de bienes; e) no se identificaron impactos asociados a costos de contratos al ser reconocidos contablemente en el período contable y no es requerida su capitalización; y, f) los acuerdos no monetarios se encuentran reconocidos a valor razonable.

- NIIF 16 "Arrendamientos" suministra un nuevo modelo para la contabilidad del arrendatario, según el cual, todos los arrendamientos, diferentes a los de corto plazo y de menor cuantía, serán reconocidos en el balance, como un activo (derecho de uso) y un pasivo (arrendamiento financiero) y en los resultados, la respectiva amortización del derecho de uso durante el plazo del arrendamiento. La NIIF 16 será efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019, con posibilidades limitadas de implementación anticipada. La NIIF 16 sustituye la actual NIC 17 "Arrendamientos" y la CINIIF 4 "Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento".

La NIIF 16 "Arrendamientos" contiene un nuevo modelo para la identificación de contratos de arrendamiento y su tratamiento en los estados financieros para arrendatarios. Como resultado de su implementación, las Compañías de petróleo y gas podrían reconocer más activos y pasivos, derivados principalmente del alquiler de equipos de perforación y oficinas. El nuevo estándar no trae mayores cambios en el reconocimiento, medición y revelación para los arrendadores.

Ecopetrol ha completado su evaluación inicial y empezó un plan de acción para su implementación. La Compañía continuará realizando un análisis más detallado del impacto potencial en los Estados Financieros de la adopción de la NIIF 16 y no espera adoptarla de manera anticipada.

- Modificaciones a la NIIF 10 y la NIC 28: Venta o contribución de activos entre un inversor y su asociado o empresa conjunta.

Las enmiendas abordan el conflicto entre la NIIF 10 y la NIC 28 cuando se trata de la pérdida de control de una subsidiaria que se vende o contribuye a una asociada o negocio conjunto. Las modificaciones aclaran que la ganancia o pérdida resultante de la venta o contribución de activos que constituye el negocio, tal como se define en la NIIF 3, entre un inversor y su asociada o negocio conjunto, se reconoce en su totalidad. Sin embargo, cualquier ganancia o pérdida que resulte de la venta o contribución de activos que no constituyan negocio se reconoce solamente hasta la extensión de los intereses de los inversores no relacionados con la asociada o negocio conjunto. El IASB ha diferido la fecha de entrada en vigencia de estas modificaciones indefinidamente, pero una entidad que las adopte anticipadamente debe aplicarlas prospectivamente.

- Mejoras anuales a las Normas NIIF Ciclo 2014-2016: Realiza modificaciones a los siguientes estándares:
 - NIIF 12: Aclara el alcance de la norma especificando que los requisitos de revelación en la norma, excepto los que figuran en los párrafos B10 a B16, se aplican a los intereses de una entidad enumerados en el párrafo 5 (subsidiarias, acuerdos conjuntos, asociadas y entidades estructuradas no consolidadas) que se clasifican como mantenidos para la venta o clasificados como operaciones discontinuadas de acuerdo con la NIIF 5.
- CINIIF 22 Transacciones en moneda extranjera y consideración anticipada: La interpretación aborda transacciones en moneda extranjera donde:
 - Hay una consideración que está denominada en moneda extranjera;
 - La entidad reconoce un activo por pago anticipado o un pasivo por impuesto diferido con respecto a esa contraprestación, antes del reconocimiento del activo, gasto o ingreso relacionado; y
 - El activo por dicho anticipo o el pasivo por impuesto diferido no es monetario.

El Comité de Interpretaciones llegó a la siguiente conclusión:

- La fecha de la transacción, con el fin de determinar el tipo de cambio, es la fecha del reconocimiento inicial del anticipo no monetario o del pasivo por impuesto diferido.
- Si hay varios pagos recibidos por anticipado, se establece una fecha de transacción para cada pago.

Las nuevas políticas contables están sujetas a cambios hasta que la Compañía presente sus primeros estados financieros en la fecha inicial de aplicación.

6. Efectivo y equivalentes de efectivo

El detalle del efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 comprendía:

	2017	2016
Bancos y corporaciones	5,484,981	3,319,465
Inversiones financieras de corto plazo	2,459,438	5,090,048
Caja	1,466	954
	7,945,885	8,410,467

Se incluyen recursos restringidos al 31 de diciembre por COP\$ 96,758 (2016 – COP\$ 114,206), principalmente destinados para el pago exclusivo de capital e intereses de préstamos incurridos por Oleoducto Bicentenario y Oleoducto de los Llanos. El uso de las inversiones financieras a corto plazo depende de los requerimientos de liquidez de la Compañía.

El valor razonable del efectivo y equivalentes se aproxima a su valor registrado en libros debido a su naturaleza de corto plazo y su alta liquidez.

La tasa de rendimiento efectiva del efectivo y equivalentes al 31 de diciembre de 2017 fue del 4.2% (2016 – 3.5%).

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con el efectivo y equivalentes:

Calificación	2017	2016
AAA	2,807,170	3,198,394
A1	1,937,346	1,466,015
BRC1+	1,152,593	312,290
F1	896,231	545,872
A1	985,368	-
Aa3	99,029	-
Aa2	27,868	-
A-2	27,350	-
Sin calificación disponible	12,750	67,185
F2	180	409,717
A1+	-	73,470
F1+	-	2,188,471
Prime-2	-	78,989
F3	-	37,172
Prime-3	-	32,748
B	-	144
	7,945,885	8,410,467

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 30.3.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

El saldo de cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto de provisión comprendía lo siguiente al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Corriente		
Cientes		
Exterior	2,052,829	1,366,322
Nacionales	1,533,058	1,180,577
Fondo de estabilización de precios (1)	2,256,312	1,203,811
Entes relacionados (Nota 31)	23,013	97,730
Servicios industriales	26,223	60,025
Cuentas por cobrar a empleados (2)	34,461	42,407
Deudores varios	173,022	261,829
	<u>6,098,918</u>	<u>4,212,701</u>
No corriente		
Cuentas por cobrar a empleados (2)	484,504	425,468
Entes relacionados (Nota 31)	154,810	170,121
Fondo de estabilización de precios (1)	77,510	77,510
Deudores varios	60,308	56,311
	<u>777,132</u>	<u>729,410</u>

- (1) Corresponden a recursos pendientes de pago por parte del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles que surge de los diferenciales de precios de la gasolina y el diésel, de conformidad con la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 (y las normas que la modifican y adicionan). El Ministerio de Minas y Energía realiza el pago en consideración de la resolución de liquidación de la posición neta a favor de la Compañía para los meses pendientes de pago.
- (2) Ecopetrol otorgó la administración, manejo y control de los préstamos a empleados a Cavipetrol ("Corporación de los trabajadores de la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol S.A."), quien controla el detalle por trabajador de dichos préstamos y sus respectivas condiciones.

El siguiente es el movimiento de la provisión de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar por deudas de difícil cobro, provisionadas en su totalidad, al 31 de diciembre de:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Saldo inicial	144,329	160,406
Adiciones (recuperaciones) de provisiones	35,229	19,438
Castigos de cartera y utilidades	(9,542)	(35,515)
Saldo final	<u>170,016</u>	<u>144,329</u>

8. Inventarios, neto

El saldo de los inventarios, neto de provisiones, al 31 de diciembre de 2017 y 2016 comprendía:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Crudo	1,836,363	1,557,267
Combustibles y petroquímicos	1,481,777	1,270,870
Materiales para producción de bienes	1,283,256	1,013,764
Total	<u>4,601,396</u>	<u>3,841,901</u>

El siguiente es el detalle del movimiento de la provisión de inventarios:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Saldo inicial	265,435	198,539
Adiciones	9,134	41,957
Ajuste por conversión	(4,266)	50,053
Utilizaciones	(75,796)	(25,114)
Saldo final	<u>194,507</u>	<u>265,435</u>

9. Otros activos financieros

El saldo de otros activos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016 comprendía:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Activos medidos a valor razonable con cambio a resultados		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	3,310,338	2,519,311
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	3,194,287	4,116,987
	6,504,625	6,636,298
Activos medidos a costo amortizado	3,636	4,152
Instrumentos de cobertura	25,464	46,445
Total	<u>6,533,725</u>	<u>6,686,895</u>
Corriente	2,967,878	5,315,537
No corriente	3,565,847	1,371,358
	6,533,725	6,686,895

La rentabilidad promedio del portafolio de inversiones en pesos colombianos y dólares fue de 7.4% (2016- 8.1%) y 1.1% (2016 – 0.8%), respectivamente.

La medición a valor razonable es reconocida contra el Resultado Financiero (Nota 29).

9.1 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 ningún recurso del portafolio de inversiones se encontraba restringido.

El 6 de noviembre de 2016, a través de los Ministerios de Minas y Energía y Hacienda y Crédito Público, se confirmó la terminación de la condición de secuestre de Ecopetrol en el proceso de nulidad y restablecimiento de derechos contra los Comuneros de Santiago de las Atalayas. Como resultado de lo anterior, los recursos relacionados con este caso le pertenecen a Ecopetrol (ver Nota 23.3 - Provisiones comuneros, para mayor información).

9.2 Vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los otros activos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
< 1 año	2,967,878	5,315,537
1 - 2 años	1,588,145	838,786
2 - 5 años	1,817,558	497,204
> 5 años	160,144	35,368
	<u>6,533,725</u>	<u>6,686,895</u>

9.3 Valor razonable

La siguiente es la clasificación de los otros activos financieros registrados a valor razonable, correspondiente al portafolio de inversiones al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Nivel 1	317,912	25,066
Nivel 2	6,212,177	6,657,677
	<u>6,530,089</u>	<u>6,682,743</u>

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los años 2017 y 2016.

Los títulos del portafolio de Ecopetrol se valoran de manera diaria siguiendo lo estipulado por la Superintendencia Financiera de Colombia. Para lo anterior, se utiliza la información provista por entidades autorizadas para dicho fin, las cuales recogen los datos de mercados activos. Para aquellos casos en los cuales no se cuenta con datos de mercado, se recurre a otros datos observables directa o indirectamente.

Para las inversiones denominadas en dólares se tiene como proveedor de información a Bloomberg y para las denominadas en pesos a Infoalmer, entidad autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para la prestación de este servicio.

Dentro del proceso de jerarquización de las inversiones, adicional a la información utilizada para la valoración, se tienen en cuenta otros aspectos relevantes tales como la calificación del emisor, clasificación de la inversión y el análisis de riesgos del emisor realizado por Ecopetrol, lo que permite llegar a la clasificación de nivel de jerarquía adecuada de las inversiones.

9.4 Calificación crediticia

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los otros activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados::

<u>Calificación</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
AAA	3,175,727	1,858,665
A1	1,149,606	3,060,660
AA+	1,067,989	50,192
BBB-	378,939	-
A	300,179	-
AA-	233,668	3,730
A+	175,767	-
BBB	21,835	-
AA	-	5,289
F1+	-	1,636,039
Sin calificación disponible	915	21,723
	<u>6,504,625</u>	<u>6,636,298</u>

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 30.3.

10. Impuestos

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

El siguiente es el detalle de activos y pasivos por impuestos corrientes al 31 de diciembre:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Activos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (3)	165,437	308,868
Saldo a favor en impuestos (1)	234,410	598,140
Otros impuestos	225,527	222,090
Total	<u>625,374</u>	<u>1,129,098</u>
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (3)	1,305,011	1,478,294
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	136,706	324,402
Impuesto al carbono	51,383	-
Otros impuestos (2)	512,588	328,244
Total	<u>2,005,688</u>	<u>2,130,940</u>

- (1) Incluye principalmente saldos a favor por concepto de impuesto al valor agregado (IVA).
- (2) Incluye principalmente saldo por pagar por concepto de IVA e Impuesto de Industria y Comercio.

- (3) Corresponde al valor resultante después de restar autorretenciones, saldos a favor y anticipos liquidados en la declaración del año anterior. La principal variación frente al periodo anterior corresponde a la disminución de los gastos no deducibles, y los efectos por la reforma tributaria en temas tales como depreciación y diferencia en cambio.

10.2 Impuesto a las ganancias

De conformidad con la Ley 1819/2016 (Reforma Tributaria) las disposiciones fiscales aplicables en Colombia para el año gravable 2017 y siguientes, son:

- a) La tarifa del impuesto sobre la renta será del 34% para el año gravable 2017 y del 33% para el año gravable 2018 y siguientes.
- b) Se estableció una sobretasa al impuesto sobre la renta para los años 2017 y 2018, del 6% y 4%, respectivamente, y aplicará cuando la base del impuesto sobre la renta sea superior a COP\$800 millones.
- c) Las Compañías ubicadas en zona franca tributan a una tarifa del 20%. Si la Compañía, ubicada en zona franca, posee un Contrato de Estabilidad Jurídica (CEJ, en adelante), la tarifa del impuesto sobre la renta continuará siendo del 15% durante la vigencia de dicho contrato. Este es el caso de Reficar, Bioenery Zona Franca y Comai.
- d) La Renta Presuntiva se calculará multiplicando el patrimonio líquido del año inmediatamente anterior a la tarifa del 3.5%. Las Compañías que poseen un CEJ, la tarifa para el cálculo de la renta presuntiva será del 3%, durante la vigencia del contrato
- e) Para el año gravable 2017, el grupo Ecopetrol tiene empresas que liquidan sobre renta líquida a la tarifa del 40%, Compañías en Zona Franca, que tributan a la tarifa del 15% (poseen CEJ) y del 20% y otras con rentas del exterior con tarifas de otros países.
- f) Ajusta los sistemas de depreciación fiscal a los contables y establece un límite al porcentaje de depreciación anual con base en la tabla establecida en la reforma tributaria. Por otra parte, La amortización de las inversiones petrolíferas se hará con base en unidades técnicas de producción tal y como se hace contablemente.
- g) Los gastos de adquisición de derechos de exploración, G&G, perforaciones exploratorias, etc., serán capitalizables para efectos fiscales hasta que se efectúe la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer el recurso.
- h) Las pérdidas fiscales generadas a partir del 1° de enero de 2017 se podrán compensar con las rentas líquidas generadas en los siguientes 12 años.
- i) Por el período comprendido entre el 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2016, las rentas fiscales en Colombia, se gravaron a la tarifa del 25% a título de impuesto de renta y complementarios, 9% a título de impuesto sobre la renta para la equidad "CREE", exceptuando los contribuyentes que por expresa disposición manejen tarifas especiales y al 10% las rentas provenientes de ganancia ocasional, las Compañías en zona franca tributan a una tarifa del 15%, y las que no generan renta líquida o la renta líquida es inferior a la presuntiva declaran sobre Renta Presuntiva a una tarifa del 3% sobre el patrimonio.

El 23 de diciembre de 2014, mediante la Ley 1739, se estableció una sobretasa al impuesto sobre la renta para la equidad – CREE para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, la cual es responsabilidad de los sujetos pasivos de este tributo y aplicará a una base gravable superior a COP\$ 800 millones, a las tarifas de 5%, 6%, 8% y 9% por año, respectivamente.

Para el año gravable 2016, el grupo Ecopetrol tiene empresas que liquidan sobre renta líquida con tarifa del método ordinario al 40%, Compañías en Zona Franca, las cuales tributan con tarifa del 15% y del 20%, otras con rentas del exterior con tarifas de otros países y algunas cuya base gravable se determina por renta presuntiva en Colombia.

- j) Frente al gasto corriente por impuesto sobre la renta, al 31 de diciembre de 2017 y 2016, Refinería de Cartagena, Bioenergy y ECAS Compañías que hacen parte del grupo presentan pérdidas fiscales por compensar por valor neto de COP\$4,288,957 y COP\$3,352,216, respectivamente, originadas entre los años 2009 y 2017. De acuerdo con las normas fiscales vigentes, las pérdidas fiscales originadas a partir del año gravable 2007 podrán ser compensadas, reajustadas fiscalmente, en cualquier tiempo, con las rentas líquidas ordinarias sin perjuicio de la renta presuntiva del ejercicio. Las pérdidas de las sociedades no serán trasladables a los socios. Sin embargo, de conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, las pérdidas fiscales acumuladas hasta el 31 de diciembre de 2016 que no hayan sido compensadas, están sujetas para su compensación a la aplicación de una fórmula contenida en dicho artículo.

En el 2017 las pérdidas fiscales sin fecha de expiración base de impuesto diferido ascienden a COP\$4,078,439 con un impuesto diferido de COP\$ 611,766, atribuibles a la Refinería de Cartagena.

El impacto de las pérdidas fiscales de las sociedades ECAS, Bioenergy y Bioenergy Zona Franca frente al impuesto diferido es objeto de mención en la presente nota en el capítulo denominado “Impuesto a las Ganancias Diferido”.

De conformidad con el artículo 290 de la Ley 1819 de 2016, los excesos de renta presuntiva sobre renta líquida generados antes de 2017 en el impuesto sobre la renta y el CREE que no hayan sido compensadas, están sujetas para su compensación a la aplicación de una fórmula contenida en dicho artículo y sujetas al término establecido en el artículo 189 del Estatuto Tributario.

Firmeza de las declaraciones del impuesto sobre la renta y CREE

Las declaraciones de impuestos pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los 5 años siguientes a la fecha de presentación y/o corrección, considerando que las declaraciones presentaron pérdidas fiscales.

A partir del año 2017, el término general de firmeza de las declaraciones tributarias será de 3 años a partir de la fecha de su vencimiento o a partir de la fecha de su presentación, cuando estas hayan sido presentadas de forma extemporánea. Respecto de las declaraciones de precios de transferencia, el término de su firmeza será de 6 años.

Respecto de aquellas declaraciones en las cuales se presenten saldos a favor, el término de firmeza será de 3 años, desde la fecha de la presentación de la solicitud de devolución o compensación.

Las declaraciones tributarias en las que se compensen pérdidas fiscales, quedarán en firme a los 6 años contados a partir de la fecha de su presentación. Aquellas declaraciones en las que se liquiden pérdidas fiscales, el término de firmeza será de 12 años y si las pérdidas se compensan en los últimos 2 años, de los 12 permitidos, su término de firmeza se extenderá hasta 3 años más, desde el año de su compensación.

Gasto por impuesto a las ganancias

El siguiente es un detalle del impuesto a las ganancias reconocido en el resultado por los años terminados al 31 de diciembre de:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Impuesto corriente	5,144,962	2,708,212
Impuesto de ejercicios anteriores	(68,270)	1,809,124
Impuesto diferido	558,252	138,159
Total gasto de impuesto a las ganancias	<u>5,634,944</u>	<u>4,655,495</u>

Conciliación del gasto por impuesto a las ganancias

La conciliación entre el gasto por impuesto a las ganancias y el impuesto determinado con base en la tarifa legal aplicable a la Compañía en Colombia es la siguiente:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Utilidad antes de impuestos	13,036,866	7,059,732
Tasa de renta nominal	40%	40%
Impuesto de renta a tasa nominal	<u>5,214,747</u>	<u>2,823,893</u>
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:		
Ajuste por diferencial de tasa y bases gravables	(171,893)	802,419
Efecto por renta presuntiva	104,082	250,752
Impuesto a la riqueza	85,872	210,298
Ajustes por conversión y diferencia en cambio	(4,642)	114,699
Gastos no deducibles	188,659	328,458
Gasto de renta de años anteriores y multas	247,672	177,313
Dividendos no gravados	(9,531)	2,031
Cálculo actuarial y beneficios a empleados	-	-
Ingresos no gravados y gravados	(20,022)	(54,368)
Impuesto de renta calculado	<u>5,634,944</u>	<u>4,655,495</u>
Corriente	5,076,692	4,517,336
Diferido	558,252	138,159
	<u>5,634,944</u>	<u>4,655,495</u>

La tasa efectiva al 31 de diciembre de 2017 es 43.7% (2015 – 65.9%). La disminución frente al año anterior se debe principalmente a los siguientes conceptos: a) La mejora de los resultados antes de impuestos del grupo; b) Ajuste por diferencial de bases gravables; c) El ajuste por diferencial de tasas de tributación del grupo diferente al nominal del 40%, donde el rubro más significativo lo constituye el impuesto diferido activo por amortizar a largo plazo, con una tarifa menor a la tasa nominal; y d) El ajuste del impuesto a la riqueza por el efecto de la tarifa que es del 0.4% para el año 2017, frente al 1% del año 2016.

Declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables 2011, 2012, 2014, 2015 y 2016 y CREE de los años gravables 2014, 2015 y 2016 de Compañías del grupo se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias. La administración de las Compañías del Grupo considera que las sumas contabilizadas como pasivo por impuestos por pagar son suficientes y se encuentran soportadas en la normatividad, doctrina y jurisprudencia vigente para atender cualquier reclamación que se pudiera establecer con respecto a tales años. La Compañía tiene por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias.

Impuesto sobre las ganancias diferido

El siguiente es el detalle del saldo del impuesto sobre las ganancias diferido al 31 de diciembre:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Activo por impuesto diferido	7,128,314	6,896,340
Pasivo por impuesto diferido	2,594,794	2,228,929
Impuesto diferido neto a las ganancias	<u>4,533,520</u>	<u>4,667,411</u>

El detalle de los impuestos diferidos activos y pasivos al 31 de diciembre de, es el siguiente:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Impuesto diferido activo		
Propiedades planta y equipo (1)	2,830,800	3,361,743
Provisiones (3)	1,842,051	1,846,692
Beneficios a empleados (2)	1,373,560	656,997
Pérdidas fiscales	611,766	477,808
Cuentas por pagar	167,872	160,560
Inventarios	131,936	64,218
Obligaciones financieras	47,057	151,047
Préstamos por cobrar	30,965	22,582
Otros activos	12,877	24
Activos intangibles	12,133	21,252
Cuentas por cobrar	66,952	112,509
Impuestos contribuciones y tasas	345	(1,305)
Otros pasivos	-	21,744
Inversiones e instrumentos derivados	-	235
Cargos diferidos	-	234
Total	<u>7,128,314</u>	<u>6,896,340</u>

- (1) Para propósitos fiscales los recursos naturales y del medio ambiente y la propiedad, planta y equipo tienen una vida útil y una metodología de cálculo de depreciación y amortización diferentes a las que se determinan bajo normas contables internacionales.

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

- (2) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.
(3) La partida más representativa corresponde a la provisión de abandono de pozos.

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Impuesto diferido pasivo		
Inversiones petrolíferas	1,334,406	970,584
Propiedades planta y equipo (1)	752,795	768,228
Goodwill (2)	313,296	229,227
Otros activos	71,082	43,056
Operaciones con instrumentos derivados	49,258	18,578
Cuentas por cobrar	2,826	5,648
Activos intangibles (2)	4,467	17,950
Operaciones de instituciones financieras	-	113,497
Cargos diferidos	66,664	62,030
Inventarios	-	131
Total	<u>2,594,794</u>	<u>2,228,929</u>

- (1) Para propósitos fiscales los recursos naturales y del medio ambiente y la propiedad, planta y equipo tienen una vida útil y una metodología de cálculo de depreciación y amortización diferentes a las que se determinan bajo normas contables internacionales.
(2) De acuerdo con la ley tributaria en Colombia los intangibles y el goodwill son amortizables, mientras que bajo NCIF no son amortizados pero si están sujetos a pruebas de impairment, diferencia que genera como resultado un impuesto diferido pasivo.

El siguiente es el detalle del impuesto diferido por los años terminados el 31 de diciembre:

Activo:

Movimiento del impuesto diferido activo	Propiedad planta y equipo, Recursos naturales	Pasivos Estimados	Beneficios a empleados	Pérdidas Fiscales	Cuentas y préstamos por pagar	Cuentas y préstamos por cobrar	Obligaciones Financieras	Otros	Total
31 de diciembre de 2015	4,644,441	1,867,442	-	238,193	726,256	17,666	160,638	307,332	7,961,968
Impuesto diferido reconocido en el estado de resultados	(1,282,699)	(20,750)	40,299	239,615	(414,649)	117,425	(160,638)	274,700	(1,206,697)
Impuesto diferido reconocido en ORI	-	-	616,697	-	-	-	-	(475,628)	141,069
31 de diciembre de 2016	3,361,742	1,846,692	656,996	477,808	311,607	135,091	-	106,404	6,896,340
Impuesto diferido reconocido en el estado de resultados	(530,943)	(4,641)	(22,819)	133,958	(143,735)	(37,174)	47,057	367,122	(191,175)
Impuesto diferido reconocido en ORI	-	-	739,382	-	-	-	-	(316,233)	423,149
31 de diciembre de 2017	2,830,799	1,842,051	1,373,559	611,766	167,872	97,917	47,057	157,293	7,128,314

Pasivo:

Movimiento del impuesto diferido Pasivo	Propiedad planta y equipo, Recursos naturales	Goodwill	Obligaciones Financieras	Otros	Total
Al 31 de diciembre de 2015	2,155,493	113,403	701,450	332,658	3,303,004
Impuesto diferido reconocido en el estado de resultados	(416,681)	115,824	(587,952)	(179,728)	(1,068,537)
Ajustes por conversión	-	-	-	(5,538)	(5,538)

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Al 31 de diciembre de 2016	1,738,812	229,227	113,498	147,392	2,228,929
Impuesto diferido reconocido en el estado de resultados	348,390	84,069	(113,498)	48,115	367,076
Ajustes por conversión	-	-	-	-	-
Impuesto diferido reconocido en ORI	-	-	-	(1,211)	(1,211)
Al 31 de diciembre de 2017	2,087,202	313,296	-	194,296	2,594,794

El Grupo compensa los activos y pasivos por impuestos únicamente si tiene un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos corrientes; y en el caso de los activos y pasivos por impuesto diferido, en la medida que además correspondan a impuestos a las ganancias requeridos por la misma jurisdicción fiscal y por la misma autoridad fiscal

De acuerdo con la legislación tributaria vigente, las pérdidas generadas en el impuesto sobre la renta y complementarios y/o en el impuesto sobre la renta para la equidad – CREE antes de 2017, deberán ser compensadas con la renta líquida obtenida en 2017 y periodos siguientes, teniendo en cuenta la fórmula establecida en el numeral 5, del artículo 290 de la Ley 1819 de 2016. Las pérdidas fiscales determinadas no deberán ser ajustadas fiscalmente.

A partir de 2017, las sociedades podrán compensar las pérdidas fiscales obtenidas en el determinado periodo corriente, con las rentas ordinarias que se generen en los 12 períodos gravables siguientes a la obtención de las mencionadas pérdidas fiscales, sin perjuicio de la renta presuntiva del ejercicio.

El activo por impuesto diferido relacionado con las pérdidas fiscales generadas por las sociedades Bioenergy S.A., Bioenergy Zona Franca por valor de (\$53,328) y excesos de renta presuntiva de Refinería de Cartagena por valor de (\$44,475) no se reconocen para el año 2017, por cuanto si bien se pueden compensar a largo plazo, la Dirección ha evaluado y llegado a la conclusión de que bajo una posición conservadora no es probable que el activo por impuesto diferido relacionado con estas pérdidas fiscales sea recuperable en el corto plazo.

Si el Grupo hubiera podido reconocer el activo por impuesto diferido no reconocido, la ganancia por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2017 se habría incrementado en COP\$ 97,803.

De conformidad con las disposiciones tributarias aplicables hasta el 31 de diciembre de 2016, los excesos de renta presuntiva y excesos de base mínima generados antes de 2017 en el impuesto sobre la renta y complementarios y en el impuesto sobre la renta para la equidad – CREE, respectivamente, podrán ser compensados con las rentas líquidas ordinarias obtenidas por cada Compañía dentro de los cinco años siguientes, usando para el efecto, la fórmula establecida en el numeral 6, del artículo 290 de la ley 1819 de 2016. El movimiento del impuesto diferido activo y pasivo a las ganancias por los años terminados al 31 de diciembre es el siguiente:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Saldo inicial	4,667,411	4,658,964
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	(558,252)	(138,159)
Impuesto diferido reconocido en otro resultado integral (a)	424,361	146,606
Saldo final	4,533,520	4,667,411

(a) La siguiente es la composición del impuesto a las ganancias registrado contra otros resultados integrales:

Al 31 de diciembre de 2017	<u>Base</u>	<u>Impuesto diferido</u>	<u>Total</u>
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	2,251,656	(739,382)	1,512,274
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	(667,897)	318,144	(349,753)
Otros	12,119	(3,123)	8,996

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

	1,595,878	(424,361)	1,171,517
Al 31 de diciembre de 2016	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	1,770,139	(616,697)	1,153,442
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	(1,298,724)	452,907	(845,817)
Instrumentos financieros derivados	(56,804)	22,722	(34,082)
Otros	-	(5,538)	(5,538)
	414,611	(146,607)	268,004

Impuesto diferido pasivos no reconocidos

Al 31 de diciembre de 2017, no se reconocen activos por impuesto diferido sobre la diferencia entre las bases contables y fiscales asociadas a las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos de Ecopetrol (\$4.8 billones), ya que conforme fue documentado, no se tiene en el futuro previsible intención de venta de ninguna de estas inversiones.

No hay efectos en el impuesto sobre la renta relacionados con los pagos de dividendos realizados por la Compañía a sus accionistas durante 2017 y 2016.

10.2.1 Impuesto a los dividendos

Sobre las utilidades generadas a partir del año 2017, aplicará a las sociedades y entidades extranjeras el nuevo impuesto a los dividendos.

La tarifa de este impuesto será del 5%. De otra parte, el dividendo gravado con el impuesto sobre la renta, tendrá una tarifa del 35%. En este escenario, el impuesto a los dividendos del 5% aplicará sobre el monto de la distribución gravada, una vez el mismo se haya disminuido con el impuesto sobre la renta a la tarifa del 35%.

Para personas naturales residentes fiscales en Colombia, el impuesto a los dividendos tendrá una tarifa máxima del 10% que recaerá sobre los dividendos no gravados y del 35% respecto de los dividendos distribuidos como gravados.

10.2.2 Precios de transferencia

Los contribuyentes del impuesto sobre la renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior y ubicadas en zonas francas o con residentes ubicados en países considerados paraísos fiscales, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, considerando para estas operaciones el principio de plena competencia.

Las Compañías obligadas presentaron sus declaraciones informativas de precios de transferencia del año gravable 2016 y su correspondiente documentación comprobatoria.

Por el año gravable 2017, las transacciones efectuadas con vinculados económicos del exterior, así como las condiciones de negocio bajo las cuales se desarrollaron tales operaciones y la estructura general, no variaron significativamente respecto del año anterior. Por esta razón, es posible inferir que dichas transacciones fueron llevadas a cabo de acuerdo con el principio de plena competencia. Se estima que no se requerirán ajustes derivados del análisis de precios de transferencia del año 2017, que impliquen modificaciones en la provisión de renta del año gravable 2017.

10.2.3 Impuesto sobre las ventas (IVA)

A partir del año gravable 2017, la tarifa general del impuesto sobre las ventas es del 19% y una tarifa diferencial del 5%, para algunos bienes y servicios de conformidad con el artículo 184 y 185 de la Ley 1819 de 2016.

A partir del año gravable 2017, el hecho generador del IVA se amplió a la venta de bienes en general, la venta o concesión de intangibles relacionados con la propiedad industrial y, a la prestación de servicios en Colombia, o desde el exterior, salvo exclusiones expresas de la norma, de conformidad con el artículo 173 de la Ley 1819 de 2016.

Así mismo, esta Ley en su artículo 194 señaló que el término para solicitar los IVAs descontables, será de tres bimestres inmediatamente siguientes al periodo de su causación.

10.2.4 Impuesto a la riqueza

La Ley 1739 de 2014 estableció el impuesto a la riqueza para personas naturales y jurídicas cuya posesión al 1 de enero de 2015 sea superior a COP\$ 1,000 millones. La base gravable para las personas jurídicas es el valor del patrimonio bruto poseído al 1 de enero de 2015, 2016, y 2017 menos las deudas a cargo vigentes a las mismas fechas.

La tarifa aplicable dependerá de la base gravable de cada contribuyente y el valor pagado no será deducible ni descontable en el impuesto sobre la renta y complementarios o en el impuesto sobre la renta para la equidad – CREE, ni podrán ser compensados con estos ni con otros impuestos.

Durante 2017, el impuesto a la riqueza a cargo cancelado por el Grupo ascendió a COP\$ 226,778 el cual se reconoció como gasto del ejercicio (2016 – COP\$ 569,756).

11. Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable

Al 31 de diciembre de 2016 incluía principalmente las acciones que Ecopetrol poseía en la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. y las cuales hacían parte del programa de enajenación de la participación accionaria, autorizado por parte del Gobierno Nacional mediante el Decreto 2305 del 13 de noviembre de 2014. Durante el año 2017 Ecopetrol finalizó dicho programa realizando las siguientes operaciones:

- El 29 de septiembre de 2017, se llevó a cabo la enajenación de 10,999,163 acciones a un precio de COP\$ 2,000 por acción. El monto de la operación fue de COP\$ 21,998.
- El 19 de octubre de 2017 culminó el Programa de Enajenación, adjudicando las 17,465,872 acciones restantes a un precio de COP\$2,000 por acción. El monto de la operación fue de COP\$34,932.

El movimiento de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable al 31 de diciembre es el siguiente:

	2017	2016
Saldo inicial	51,610	913,488
Ajuste al valor razonable	(7,828)	126,205
Producto de la venta de acciones	(56,930)	(966,715)
Utilidad (pérdida) en la venta de acciones	13,236	(21,368)
Traslados	(88)	-
Saldo final	-	51,610

12. Otros activos

El saldo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de otros activos comprendía:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Corriente		
Asociados en operaciones conjuntas (1)	583,656	735,032
Gastos pagados por anticipado	115,866	140,606
Anticipos a contratistas y proveedores	103,762	151,871
Entes relacionados (Nota 31)	7,716	7,135
Otros activos	69,425	988
	<u>880,425</u>	<u>1,035,632</u>
No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (2)	323,621	312,423
Beneficios a empleados	202,012	187,969
Anticipos, avances y depósitos	74,225	63,402
Depósitos judiciales y embargos	43,248	140,338
Depósitos entregados en administración	32,748	87,602
Otros activos	5,155	35,002
	<u>681,009</u>	<u>826,736</u>

- (1) Corresponde al valor neto de los anticipos y legalizaciones generados en relación con las operaciones realizadas con socios a través de los contratos de Exploración y Producción (E&P), Evaluación Técnica (TEA), contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos.
- (2) Corresponde a la participación de Ecopetrol en fiducias constituidas para respaldar costos de abandono de pozos y desmantelamiento de instalaciones; así como el pago de futuras pensiones de jubilación en algunos contratos de asociación.

13. Activos mantenidos para la venta y sus pasivos asociados

El saldo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de activos mantenidos para la venta y sus pasivos asociados, que no corresponden a operaciones discontinuadas, comprendía:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Activos para la venta		
Sobrantes de materiales de proyectos (1)	56,049	65,703
Propiedades, planta y equipo (2)	48,091	36,902
Campos petroleros (3)	-	29,611
	<u>104,140</u>	<u>132,216</u>
Pasivos asociados a activos para la venta		
Campos petroleros (3)	-	40,128
	<u>-</u>	<u>40,128</u>

- (1) Incluye principalmente sobrantes del proyecto para la ampliación del oleoducto para transporte de crudo extrapesado, por parte de Oleoducto Central S.A. – Ocensa. En 2017 la compañía vendió parte de estos sobrantes generando una pérdida de \$2,337 y continuará durante el año siguiente en el proceso de venta de dichos activos bajo las nuevas condiciones de mercado.
- (2) Incluyen edificaciones y terrenos de Ecopetrol y Andean, estos últimos relacionados con Louisiana Green Fuels (planta de etanol, planta de agua y cosechadoras), la compañía registró un impairment sobre estos activos por valor de \$11,292 y continúa con su plan de venta de estos activos bajo las nuevas condiciones de mercado.

- (3) Correspondían principalmente los campos petroleros Sogamoso, Río Zulia, Río de Oro y Puerto Barco, Santana, Nancy Maxine Burdine y Valdivia Almagro, adjudicados mediante subasta ofrecida en noviembre del 2016. Durante el segundo y tercer trimestre de 2017, Ecopetrol obtuvo la aprobación de la cesión de los derechos de las áreas mencionadas, por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, quedando formalizada la transferencia de los activos y la venta respectiva. Estas operaciones generaron una utilidad neta de COP\$168,726. Los pasivos asociados a estos activos, correspondían a la obligación de desmantelamiento y abandono.

14. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

El detalle sobre las participaciones, actividad económica, domicilio, área de operaciones e información financiera de las inversiones en negocios conjuntos y asociadas se encuentra en el Anexo 1.

14.1 Composición y movimientos

El saldo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de inversiones en asociadas y negocios conjuntos, comprendía:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Inversiones en negocios conjuntos		
Equion Energía Limited	1,106,796	1,267,653
Offshore International Group	845,325	937,938
Ecodiesel Colombia S.A.	38,383	39,525
	<u>1,990,504</u>	<u>2,245,116</u>
Menos impairment:		
Equion Energía Limited	(345,757)	(364,906)
Offshore International Group	(539,465)	(577,054)
	<u>1,105,282</u>	<u>1,303,156</u>
Inversiones en asociadas		
Invercolsa S.A.	223,963	243,157
Serviport S.A.	9,905	5,256
Sociedad Portuaria Olefinas	1,214	1,125
	<u>235,082</u>	<u>249,538</u>
Menos impairment: Serviport S.A.	(9,904)	-
	<u>225,178</u>	<u>249,538</u>
	<u>1,330,460</u>	<u>1,552,694</u>

El siguiente es el movimiento de las inversiones en compañías:

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2017:

	<u>Asociadas</u>	<u>Negocios conjuntos</u>	<u>Total</u>
Saldo inicial	249,538	1,303,156	1,552,694
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	46,669	(13,878)	32,791
Patrimonio (ajuste por conversión)	-	(15,899)	(15,899)
Dividendos decretados	(61,125)	(224,835)	(285,960)
Impairment (Nota 18.1.2)	(9,904)	56,738	46,834
Saldo final	225,178	1,105,282	1,330,460

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2016:

	<u>Asociadas</u>	<u>Negocios conjuntos</u>	<u>Total</u>
Saldo inicial	69,516	1,862,418	1,931,934
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	48,299	(58,010)	(9,711)
Patrimonio (ajuste por conversión)	173,773	(64,853)	108,920
Dividendos decretados	(42,050)	(384,787)	(426,837)
Impairment (Nota 18.1.2)	-	(41,077)	(41,077)
Traslados	-	(10,535)	(10,535)
Saldo final	249,538	1,303,156	1,552,694

14.2 Restricciones sobre inversiones

La propiedad de un número de acciones que posee Ecopetrol en Invercolsa S.A. ha sido objeto de una disputa legal con otro accionista de dicha Compañía. Los tribunales decidieron a favor de Ecopetrol hasta el fallo de 2011, en el cual se determinó que 324 millones de acciones, equivalentes al 11.58% del capital social de Invercolsa S.A., debían ser devueltas a Ecopetrol. Como resultado, el porcentaje de participación en dicha Compañía es el 43.35%. Los dividendos pagados en relación con las acciones devueltas a Ecopetrol también están sujetos a controversia, así como la propiedad de las acciones que representan el 8.53% de Invercolsa. Al 31 de diciembre de 2017, la liquidación de estos reclamos continúa pendiente.

14.3 Información adicional sobre Compañías asociadas y negocios conjuntos

El detalle de activos, pasivos y resultados de las dos principales inversiones en asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre es el siguiente:

	<u>2017</u>		<u>2016</u>	
	<u>Equion Energía Limited</u>	<u>Offshore International Group</u>	<u>Equion Energía Limited</u>	<u>Offshore International Group</u>
Estado de situación financiera				
Activo corriente	909,927	289,618	712,078	317,700
Activo no corriente	1,027,986	1,568,395	1,549,667	1,693,947
Total activo	1,937,913	1,858,013	2,261,745	2,011,647
Pasivo corriente	430,130	192,513	417,203	147,090
Pasivo no corriente	74,247	657,746	95,600	671,577
Total pasivo	504,377	850,259	512,803	818,667
Patrimonio	1,433,536	1,007,754	1,748,942	1,192,980
Otra información complementaria				
Efectivo y equivalentes de efectivo	170,618	32,490	300,689	22,224
Pasivos financieros corrientes	336,352	97,960	328,497	21,408
Pasivos financieros no corrientes	2,921	214,259	309	356,353

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

	2017		2016		2015	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de resultados integrales						
Ingresos de actividades ordinarias	1,213,692	393,210	1,204,301	379,811	1,218,796	463,660
Costos	(793,999)	(508,461)	(969,318)	(502,107)	(958,467)	(654,095)
Gastos de administración y otros	12,189	(103,340)	(44,810)	(221,238)	(74,258)	(128,895)
Resultado financiero	2,373	(20,264)	24,626	(12,010)	37,970	(8,528)
Impuesto de renta	(299,659)	60,575	(109,127)	107,507	(48,814)	90,294
Resultado del ejercicio	134,596	(178,280)	105,672	(248,037)	175,227	(237,564)
Otros resultados integrales	976,371	-	1,000,736	-	1,024,423	-
Otra información complementaria						
Dividendos pagados al Grupo	217,075	-	375,035	-	284,984	-
Depreciación y amortización	557,970	232,953	678,488	228,250	642,369	229,317

A continuación se presenta una conciliación entre el patrimonio de las participaciones más significativas y el valor en libros de las inversiones al 31 de diciembre:

	2017		2016	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Patrimonio de la Compañía	1,433,536	1,007,754	1,748,942	1,192,980
% Participación de Ecopetrol	51%	50%	51%	50%
Participación en patrimonio	731,103	503,877	891,960	596,490
Mayor valor de la inversión	29,936	-	10,787	-
Impairment	-	(198,017)	-	(235,606)
Valor en libros de la inversión	761,039	305,860	902,747	360,884

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

15. Propiedades, planta y equipo

El siguiente es el movimiento de propiedades, planta y equipo y sus depreciaciones e impairment por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2016	42,608,276	29,087,782	4,800,147	6,911,757	3,894,220	3,482,439	90,784,621
Adquisiciones/capitalizaciones	904,854	876,940	(102)	363,836	14,631	203,124	2,363,283
Aumento costos de abandono	51,619	105,097	-	-	-	-	156,716
Intereses financieros capitalizados	38,847	33,875	8,501	6,941	1,027	20,113	109,304
Diferencia en cambio capitalizada	2,636	2,299	577	471	70	672	6,725
Bajas por retiro o venta	(67,326)	(56,147)	(26,991)	(6,539)	(23)	(2,727)	(159,753)
Ajuste por conversión	(136,501)	(49,800)	(13,302)	(4,904)	(7,850)	(3,394)	(215,751)
Traslados (2)	(840,511)	2,000,003	(976,771)	347,024	(62,720)	(893,531)	(426,506)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	42,561,894	32,000,049	3,792,059	7,618,586	3,839,355	2,806,696	92,618,639
Depreciación acumulada y pérdidas por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(15,497,144)	(9,965,554)	(262,597)	(2,088,478)	(26,852)	(674,902)	(28,515,527)
Depreciación del periodo	(1,981,762)	(1,479,792)	-	(416,698)	-	(106,878)	(3,985,130)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota 18)	1,014,613	316,360	(372,804)	11,538	(7,794)	16,006	977,919
Bajas por retiro o venta	54,244	13,464	-	807	-	2,583	71,098
Ajuste por conversión	15,166	32,729	-	3,929	-	3,803	55,627
Traslados (2)	1,644,613	(1,378,833)	81,981	(179,660)	(4,876)	(26,032)	137,193
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(14,750,270)	(12,461,626)	(553,420)	(2,668,562)	(39,522)	(785,420)	(31,258,820)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	27,111,132	19,122,228	4,537,550	4,823,279	3,867,368	2,807,537	62,269,094
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	27,811,624	19,538,423	3,238,639	4,950,024	3,799,833	2,021,276	61,359,819

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 2017, incluye principalmente los trabajos ejecutados en producción por facilidades del campo Castilla, plan integral de energía eléctrica y recuperación secundaria de Yarigui y en refinación por el proyecto modernización.

(2) Corresponden principalmente a traslados a: a) inventarios de materiales de proyectos para uso en la operación, b) clasificación de la parte intangible de proyectos a recursos naturales y c) otros.

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2015	37,360,222	26,856,085	10,940,751	6,479,356	4,068,951	3,653,798	89,359,163
Adquisiciones/capitalizaciones	1,457,547	1,383,352	(107,181)	360,596	41,202	511,413	3,646,929
(Disminución) aumento costos de abandono	(84,780)	(78,712)	-	-	-	6,137	(157,355)
Intereses financieros capitalizados	-	-	205,662	-	-	37,116	242,778
Diferencia en cambio capitalizada	-	-	8,639	-	-	-	8,639
Bajas por retiro o venta	(158,193)	(21,814)	(16,031)	(12,540)	713	(15,455)	(223,320)
Ajuste por conversión	(42,870)	(298,750)	(1,629,613)	(9,832)	(69,878)	12,416	(2,038,527)
Traslados (2)	4,076,350	1,247,621	(4,602,080)	94,177	(146,768)	(722,986)	(53,686)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	42,608,276	29,087,782	4,800,147	6,911,757	3,894,220	3,482,439	90,784,621
Depreciación acumulada y pérdida por impairment							
Saldo al 31 de diciembre del 2015	(13,469,749)	(8,572,373)	(19,566)	(1,698,791)	(13,689)	(554,181)	(24,328,349)
Depreciación del periodo	(1,854,753)	(1,426,659)	-	(392,294)	-	(102,621)	(3,776,327)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota 18)	(659,223)	33,048	(3,270)	57,157	24,067	(13,517)	(561,738)
Bajas por retiro o venta	121,382	14,022	-	7,021	15	11,524	153,964
Ajuste por conversión	272,582	138,611	38,904	12,658	-	8,007	470,762
Traslados (2)	92,617	(152,203)	(278,665)	(74,229)	(37,245)	(24,114)	(473,839)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(15,497,144)	(9,965,554)	(262,597)	(2,088,478)	(26,852)	(674,902)	(28,515,527)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2015	23,890,473	18,283,712	10,921,185	4,780,565	4,055,262	3,099,617	65,030,814
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	27,111,132	19,122,228	4,537,550	4,823,279	3,867,368	2,807,537	62,269,094

(1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 2016, incluye principalmente inversiones realizadas en los proyectos de desarrollo de los campos Castilla y Chichimene, plan integral de energía eléctrica PIEEL, desarrollo primario y secundario del proyecto Tibú-Socuabo y modernización de la refinería de Barrancabermeja.

(2) Corresponden principalmente a traslados a: a) inventarios de materiales de proyectos para uso en la operación y b) apertura de la parte intangible de proyectos a recursos naturales.

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

16. Recursos naturales y del medio ambiente

El siguiente es el movimiento de recursos naturales y sus amortizaciones e impairment por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

<u>Costo</u>	<u>Inversiones petrolíferas</u>	<u>Costo de abandono y taponamiento</u>	<u>Inversiones petrolíferas en curso (1)</u>	<u>Total</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2016	47,079,096	2,304,915	4,818,124	54,202,135
Adquisiciones/capitalizaciones	2,422,203	59,345	944,857	3,426,405
Adquisición de participación en operaciones conjuntas (Nota 32.3)	141,950			141,950
Ajuste al valor razonable de participación en operaciones conjuntas (Nota 32.3)	451,095	-	-	451,095
Aumento (disminución) costos de abandono	224	(143,241)	25,935	(117,082)
Bajas por retiro o venta	(38,072)	(629)	(214,850)	(253,551)
Pozos secos (2)	-	-	(898,264)	(898,264)
Intereses financieros capitalizados	72,395	-	9,952	82,347
Diferencia en cambio capitalizada	4,913	-	675	5,588
Ajuste por conversión	(62,446)	(573)	(14,504)	(77,523)
Traslados (3)	112,500	(4,554)	(163,117)	(55,171)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	50,183,858	2,215,263	4,508,808	56,907,929
<u>Amortización acumulada y pérdidas por impairment</u>				
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(30,470,415)	(1,390,673)	-	(31,861,088)
Amortización del periodo	(3,979,179)	(194,140)	-	(4,173,319)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota 18)	376,934	-	-	376,934
Bajas por retiro o venta	37,808	290	-	38,098
Ajuste por conversión	42,114	245	-	42,359
Traslados (3)	(22,225)	(423)	-	(22,648)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(34,014,963)	(1,584,701)	-	(35,599,664)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	16,608,681	914,242	4,818,124	22,341,047
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	16,168,895	630,562	4,508,808	21,308,265

- (1) El saldo de inversiones petrolíferas en curso, incluye principalmente inversiones realizadas en los proyectos Purple Angel, Tayrona e hidrocarburos no convencionales. En los campos en desarrollo, las más representativas corresponden a Piedemonte, Castilla y Tibú.
- (2) Incluye pozos secos: 1) Ecopetrol S.A.: Kronos, Brama, Siluro y Venus, entre otros, 2) Ecopetrol America Inc: Warrior # 2 y Parmer y 3) Ecopetrol Costa Afuera: Molusco.
- (3) Corresponden principalmente a traslados a propiedades, planta y equipo.

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso (1)	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2015	44,148,353	1,762,374	6,189,142	52,099,869
Adquisiciones/capitalizaciones	3,045,474	10,391	(934,570)	2,121,295
Aumento costos de abandono	-	566,213	(4,062)	562,151
Bajas por retiro o venta	(26,548)	(37,942)	(121,032)	(185,522)
Pozos secos (2)	-	-	(342,691)	(342,691)
Intereses financieros capitalizados	-	-	98,431	98,431
Diferencia en cambio capitalizada	-	-	7,259	7,259
Ajuste por conversión	(352,766)	(8,049)	(103,728)	(464,543)
Otros	264,583	11,928	29,375	305,886
Saldo al 31 de diciembre de 2016	47,079,096	2,304,915	4,818,124	54,202,135
Amortización acumulada y pérdida por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2015	(26,874,774)	(1,181,798)	-	(28,056,572)
Amortización del periodo	(3,496,998)	(208,769)	-	(3,705,767)
Pérdidas por impairment (Nota 18)	(239,151)	-	-	(239,151)
Bajas por retiro o venta	26,320	37,942	-	64,262
Ajuste por conversión	218,898	5,171	-	224,069
Otros	(104,710)	(43,219)	-	(147,929)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(30,470,415)	(1,390,673)	-	(31,861,088)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2015	17,273,579	580,576	6,189,142	24,043,297
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	16,608,681	914,242	4,818,124	22,341,047

- (1) El saldo de inversiones petrolíferas en curso incluye principalmente inversiones realizadas en proyectos de producción de operación directa en Castilla, Chichimene y Piedemonte. Adicionalmente, incluye proyectos de exploración offshore: Fuerte sur, Kronos y Tayrona y en Onshore: bloque Caño Sur, CPO 10 y programa de hidrocarburos no convencionales.
- (2) Incluye pozos secos Coyote 1, Calasú, Iwana 1, La Cacica, entre otros.
- (3) Corresponden principalmente a traslados a propiedades, planta y equipo.

17. Intangibles

El siguiente es el movimiento de intangibles y sus amortizaciones e impairment por los años finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	<u>Licencias y software</u>	<u>Otros intangibles (1)</u>	<u>Total</u>
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2016	784,320	138,982	923,302
Adquisiciones	169,545	6,323	175,868
Bajas por retiro o venta	(9,469)	-	(9,469)
Ajuste por conversión	(1,414)	(92)	(1,506)
Traslados	17,574	23,339	40,913
Saldo al 31 de diciembre de 2017	960,556	168,552	1,129,108
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(583,680)	(67,490)	(651,170)
Amortización del periodo	(89,216)	(18,830)	(108,046)
Bajas por retiro o venta	8,744	-	8,744
Ajuste por conversión	979	-	979
Traslados	(2,242)	2,853	611
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(665,415)	(83,467)	(748,882)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	200,640	71,492	272,132
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	295,141	85,085	380,226
Vida útil	< 5 años	< 7 años	

	<u>Licencias y software</u>	<u>Otros intangibles (1)</u>	<u>Total</u>
Costo			
Saldo al 31 de diciembre del 2015	733,115	244,063	977,178
Adquisiciones	63,560	5,693	69,253
Bajas por retiro o venta	(29,099)	-	(29,099)
Ajuste por conversión	(9,359)	(149)	(9,508)
Reclasificaciones	26,103	(110,625)	(84,522)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	784,320	138,982	923,302
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre del 2015	(533,784)	(55,343)	(589,127)
Amortización del periodo	(81,913)	(28,142)	(110,055)
Bajas por retiro o venta	29,097	-	29,097
Ajuste por conversión	8,527	1	8,528
Reclasificaciones	(5,607)	15,994	10,387
Saldo al 31 de diciembre del 2016	(583,680)	(67,490)	(651,170)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2015	199,331	188,720	388,051
Saldo neto al 31 de diciembre del 2016	200,640	71,492	272,132
Vida útil	< 5 años	< 7 años	

(1) Corresponde principalmente a servidumbres.

18. Impairment de activos a largo plazo

De acuerdo a lo mencionado en la sección 4.12 de políticas contables, cada año la Compañía evalúa si existen indicios para reconocer un gasto por impairment en sus activos o unidades generadoras de efectivo o determinar que se requiera el reconocimiento de una recuperación del gasto por impairment registrado en periodos anteriores.

La Compañía está expuesta a determinados riesgos futuros producto de variaciones en: a) precios del petróleo, b) márgenes de refinación y de rentabilidad, b) perfiles de costos, c) inversión y mantenimiento, d) monto de las reservas recuperables, e) riesgo de mercado y país que se reflejan en la tasa de descuento, f) cambios en la regulación local e internacional, entre otros. Cualquier cambio en las anteriores variables para calcular el monto recuperable puede tener un efecto material en el reconocimiento o recuperación de los cargos por impairment. Por ejemplo, el segmento exploración y producción es altamente sensible a las variaciones del precio de hidrocarburos, el segmento de refinación es altamente sensible a la tasa de descuento así como a los márgenes de refinación y el segmento transporte y logística es altamente sensible a los volúmenes transportados.

Gasto (recuperación) por impairment

Con base en las pruebas de impairment realizadas por la Compañía, se presentan las siguientes (recuperaciones) gastos de impairment de activos de largo plazo por los años terminados en 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

Gasto (recuperación) por impairment por segmento	2017	2016	2015
Producción y exploración	(245,611)	109,667	4,923,370
Refinación y petroquímica	(1,067,965)	773,361	3,278,993
Transporte y logística	(59,455)	(41,062)	81,387
	<u>(1,373,031)</u>	<u>841,966</u>	<u>8,283,750</u>
Reconocido en:			
Propiedad, planta y equipo (Nota 15)	(977,919)	561,738	4,144,754
Recursos naturales (Nota 16)	(376,934)	239,151	2,865,077
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 14)	(46,834)	41,077	786,148
Otros activos no corrientes	28,656	-	-
Crédito mercantil	-	-	487,771
	<u>(1,373,031)</u>	<u>841,966</u>	<u>8,283,750</u>

18.1 Segmento de exploración y producción

El siguiente es el detalle del gasto (recuperación) por impairment de activos del segmento exploración y producción por los años terminados en 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017	2016	2015
Campos petroleros	(188,873)	68,590	3,649,453
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 14)	(56,738)	41,077	786,148
Crédito mercantil (nota 19)	-	-	487,769
	<u>(245,611)</u>	<u>109,667</u>	<u>4,923,370</u>

18.1.1 Campos petroleros

En 2017, producto de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio vs la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de impairment reconocido en años anteriores de los campos petroleros que operan en Colombia CPO09, Casabe y Oripaya y en campos operados en el exterior Gunflint Dalmatian y K2, y un gasto de impairment en los campos Tibú, Underriver, Provincia y Orito, principalmente.

En 2016, producto de las revisiones de las perspectivas de los precios del petróleo a largo plazo, se identificaron que algunos impairments reconocidos en años anteriores de campos petroleros fueron objeto de recuperación como consecuencia de los nuevos escenarios de precios futuros. Los campos sobre los cuales se presentó recuperación de impairment fueron principalmente Chichime, Caño Sur, Apiay, Llanito. Asimismo, la nueva información técnica y aspectos operacionales que originaron cambios en los niveles de inversión, ocasionaron un gasto por impairment en los campos Casabe, Tibú, Gunflint y Niscota.

El detalle del gasto (recuperación) por impairment de campos por los años terminados al 31 de diciembre del 2017, 2016 y 2015 comprende:

2017

Unidades generadoras de efectivo	Valor contable neto	Valor recuperable	Gasto (recuperación) por impairment
Campos petroleros en Colombia			
Gasto por impairment	2,172,747	1,588,207	584,540
Recuperación por impairment	13,229,212	23,906,828	(298,210)
Campos operados en el exterior			
Recuperación por impairment	748,510	1,324,010	(475,203)
			<u><u>(188,873)</u></u>

2016

Unidades generadoras de efectivo	Valor contable neto	Valor recuperable	Gasto (recuperación) por impairment
Campos petroleros en Colombia			
Gasto por impairment	5,258,265	4,902,943	1,117,020
Recuperación por impairment	17,502,391	36,704,807	(1,090,434)
Campos operados en el exterior			
Gasto por impairment	688,895	647,272	42,004
			<u><u>68,590</u></u>

2015

Unidades generadoras de efectivo	Valor contable neto	Valor recuperable	Gasto (recuperación) por impairment
Campos petroleros en Colombia	10,323,500	7,645,665	2,430,923
Campos operados en el exterior	1,242,979	24,451	1,218,528
			<u><u>3,649,451</u></u>

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyen:

- El valor razonable menos los costos de disposición de los activos del segmento de exploración y producción fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la administración de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. La categoría de valor razonable es de nivel 3.
- Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 34, las reservas probables y posibles fueron también consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.
- El valor razonable menos los costos de disposición de los activos del segmento de exploración y producción fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la administración de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. La categoría de valor razonable es de nivel 3.
- La tasa de descuento en términos reales determinada como el costo promedio ponderado de capital de los participantes en el mercado (WACC) establecida para cada Compañía en el segmento según su entorno económico, con una tasa promedio entre el 8.2% y 8.9% (2016 – 7.9% y 8.9%).
- Precio de petróleo – Brent: Las proyecciones incluyen US\$52.9/barril para 2018, US\$72.5/barril promedio para mediano plazo y US\$81.9/barril a partir de 2030. En 2016, los supuestos realizados tomaron un precio de US\$56.8/barril en 2017, US\$67.9/barril promedio para los mediano plazo y US\$80/barril a largo plazo. El ejercicio de proyección de precios internacionales de crudos fue realizado por una agencia independiente y especializada en petróleo y gas, la cual tiene en cuenta los actuales escenarios de los acuerdos de cuotas petroleras de la OPEC (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y el impacto de los cambios en especificaciones emitidos por el convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020 sobre crudos y combustibles con alto contenido de azufre.

La agregación de los activos, para identificar las UGE's es consistente con relación al periodo anterior.

18.1.2 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en Compañías asociadas y negocios conjuntos del segmento son registradas a través del método de participación. Ecopetrol evalúa si existe alguna evidencia objetiva para determinar si el valor de dichas inversiones se ha deteriorado en el periodo, en especial, aquellas Compañías que fueron adquiridas con goodwill.

Como resultado, Ecopetrol reconoció una (recuperación) gasto por impairment en el valor de sus inversiones en Compañías al 31 de diciembre, de la siguiente manera:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Equion Energía Limited	(19,149)	(5,626)	370,532
Offshore International Group	(37,589)	46,703	415,616
Total	<u>(56,738)</u>	<u>41,077</u>	<u>786,148</u>

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Los supuestos empleados para determinar el valor recuperable de las Compañías evaluadas son los descritos en la sección 18.1.1, excepto por la utilización de una tasa de descuento en términos reales en 2017 para Equion Energía Limited de 8.2% (2016 – 8.9%) y para Offshore International Group de 8.6% (2016 – 8.0%).

La recuperación del impairment en 2017 se generó por una mejora del escenario de precios de largo plazo en el nuevo contexto económico del sector de hidrocarburos y eficiencias operativas reflejadas en un mejor gasto de la operación. Para el 2016, pese a la mejora en los pronósticos de los precios de crudo a largo plazo, se realizó un impairment adicional en la inversión en Offshore International Group por la devolución a la autoridad local de algunos bloques exploratorios por baja prospectividad, alto riesgo geológico y baja viabilidad económica frente a un nuevo escenario de precios.

18.2 Segmento de refinación y petroquímica

Las Unidades Generadoras de Efectivo con (recuperación) gasto por impairment del segmento refinación y petroquímica por los años terminados al 31 de diciembre del 2017, 2016 y 2015 comprenden:

2017

<u>Unidades generadoras de efectivo</u>	<u>Valor contable neto</u>	<u>Valor recuperable</u>	<u>(Recuperación) gasto por impairment</u>
Refinería de Cartagena	20,578,412	22,012,710	(1,434,298)
Refinería de Barrancabermeja (proyectos)	1,172,773	898,786	273,987
Bioenergy	757,741	665,395	92,346
	<u>22,508,926</u>	<u>23,576,891</u>	<u>(1,067,965)</u>

2016

<u>Unidades generadoras de efectivo</u>	<u>Valor contable neto</u>	<u>Valor recuperable</u>	<u>Gasto por impairment</u>
Refinería de Cartagena	21,672,367	21,206,515	465,852
Bioenergy	925,955	618,446	307,509
	<u>22,598,322</u>	<u>21,824,961</u>	<u>773,361</u>

2015

<u>Unidades generadoras de efectivo</u>	<u>Valor contable neto</u>	<u>Valor recuperable</u>	<u>Gasto por impairment</u>
Refinería de Cartagena	26,561,335	23,335,096	3,226,240
Bioenergy	642,139	589,386	52,753
	<u>27,203,474</u>	<u>23,924,482</u>	<u>3,278,993</u>

La agregación de los activos, para identificar las UGE's es consistente con relación al periodo anterior.

18.2.1 Refinería de Cartagena

El importe recuperable de la Refinería de Cartagena se calculó con base en el valor razonable menos costos de disposición, el cual es superior a su valor de uso. El valor razonable menos los costos de disposición de la Refinería de Cartagena, fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la administración de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre precios de mercado provistos por un tercero, el cual considera variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda de crudos y productos refinados. La categoría de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar los valores recuperables incluyeron: a) un margen bruto de refinación determinado con base en especialistas de participantes de mercado; b) una tasa de descuento real de 6.0% (2016 – 6.3%) determinada bajo la metodología WACC; c) condiciones y beneficios actuales, o similares, como usuario industrial de bienes y servicios de zona franca y durante la vigencia de la licencia; d) nivel de costos y gastos de operación a largo plazo en línea con los estándares internacionales de refinerías de similar configuración y capacidad de conversión, e) volúmenes de cargas de crudo y producción de combustibles, y f) niveles de inversiones.

En 2017, se presenta una recuperación de impairment registrado en periodos anteriores como resultado de: a) una mayor certidumbre en los márgenes de refinación producto de la ratificación de la implementación de Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020; b) mejores precios internacionales y márgenes de refinación con efecto positivo en los flujos de caja; y c) optimizaciones operativas y financieras por la estabilización de la refinería.

En 2016, se presenta una pérdida por impairment originada principalmente por ajuste a variables operativas con base en datos observados en el período de estabilización, compensado por una menor tasa de descuento y mejores márgenes de refinación.

18.2.2 Refinería de Barrancabermeja (proyectos)

Atendiendo lo establecido en la NIC 36 – Impairment del valor de los activos, durante 2017 la Refinería de Barrancabermeja reconoció COP\$273,987 por concepto de impairment, relacionados principalmente con los saldos de la vía Yuma, gestión y cargos financieros capitalizados como parte del proyecto de Modernización de la Refinería, el cual se encuentra actualmente suspendido. Dicha suspensión obedeció a criterios de disciplina de capital definidos para asegurar el crecimiento y la sostenibilidad financiera de Ecopetrol y el Grupo Empresarial en el contexto adverso que atravesó el sector de hidrocarburos en años anteriores. Este proyecto se encuentra en evaluación dentro del plan estratégico de la Compañía; una vez reactivado el proyecto, cualquier pérdida por impairment reconocida en años anteriores, puede ser sujeto de recuperación.

18.2.3 Bioenergy

El importe recuperable de Bioenergy se calculó con base al valor razonable menos los costos de disposición con nivel de jerarquía de valor 3, el cual es mayor al valor en uso y corresponde a los flujos de caja futuros descontados después de impuestos a las ganancias.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron a) proyección de los precios etanol con base en proyecciones de especialistas de Ecopetrol y b) una tasa de descuento de 6.2% en términos reales (2016 – 6.7%) determinada bajo metodología WACC.

En 2017 y 2016, se presenta una pérdida por impairment originada principalmente por la actualización de las fechas de entrada del proyecto, el proceso de estabilización de la planta industrial y la actualización de variables operativas.

18.3 Segmento transporte y logística

En 2017 se presentó una recuperación de impairment para el segmento de transporte y logística por \$59,455 principalmente en el Oleoducto del Sur, que está conformado entre otros, por el Oleoducto Trans Andino. La recuperación presentada en el año se generó principalmente por un aumento en los flujos del Puerto de Tumaco incluidos en dicha unidad generadora.

La recuperación presentada en el 2016 por \$41,062 se generó por principalmente por la incorporación de los flujos asociados al proyecto del sistema San Fernando – Apiay que afecta el valor recuperable de la línea de transporte Llanos, compensado con un mayor impairment en la línea de transporte Sur.

El valor recuperable de estos activos fue determinado con base en su valor razonable menos costos de disposición con nivel de jerarquía de valor 3, el cual corresponde a los flujos de caja descontados basados en las curvas de producción de hidrocarburos y tarifas reguladas por el Ministerio de Minas y Energía y Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. La tasa de descuento real empleada en la valoración fue de 5.0% (2016 – 4.98%).

19. Crédito mercantil

El saldo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 del crédito mercantil en adquisiciones de Compañías controladas corresponden a:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Transporte y logística		
Oleoducto Central S.A.	683,496	683,496
Exploración y producción		
Hocol Petroleum Ltd.	537,598	537,598
Refinación y petroquímica		
Andean Chemical Limited	127,812	127,812
Propilco S.A.	108,137	108,137
	<u>1,457,043</u>	<u>1,457,043</u>
Menos Impairment Hocol Petroleum Ltd.	(537,598)	(537,598)
Total	<u><u>919,445</u></u>	<u><u>919,445</u></u>

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía evaluó el valor en libros del crédito mercantil generado en la adquisición de Compañías controladas. El importe recuperable fue determinado con base en el valor razonable menos costos de disposición usando el valor presente de los flujos de caja futuros para cada una de las Compañías adquiridas con crédito mercantil. La fuente de información tomó las proyecciones financieras de cada Compañía derivados de los planes de negocios aprobados por la administración, los cuales son desarrollados sobre factores macroeconómicos de largo plazo como la curvas de precios y márgenes y supuestos fundamentales de oferta y demanda. Como resultado del análisis, la Compañía no identificó la necesidad de reconocimiento de impairment del crédito mercantil.

20. Préstamos y financiaciones

En el Anexo 2 se detallan las principales condiciones de los préstamos más significativos del Grupo Empresarial.

20.1 Composición de los préstamos y financiaciones

Los saldos de los préstamos y financiamientos, que son registrados a su costo amortizado, al 31 de diciembre del 2017 y 2016 son:

	Tasa de interés efectiva promedio ponderada al 31 de diciembre		2017	2016
	2017	2016		
Moneda nacional				
Bonos	8.9%	8.6%	1,692,471	2,008,203
Crédito sindicado	8.7%	9.5%	3,307,950	3,828,329
Otros (1)	7.7%	9.1%	978,795	905,266
			5,979,216	6,741,798
Moneda extranjera				
Bonos	6.1%	6.1%	29,166,594	29,310,165
Créditos Refinería de Cartagena	4.3%	4.1%	7,401,781	7,988,678
Créditos comerciales	4.3%	2.9%	528,815	7,945,693
Otros (1)			471,429	235,693
			37,568,619	45,480,229
			43,547,835	52,222,027
Corriente (2)			5,144,504	4,126,203
No corriente			38,403,331	48,095,824
			43,547,835	52,222,027

(1) Incluye leasing financiero y contratos de construcción, mantenimiento y transferencia (BOMT's, por sus siglas en inglés).

(2) El incremento en la porción corriente se debe principalmente al vencimiento de: i) el primer tramo de los bonos locales emitidos por Ecopetrol en 2013 y ii) la serie a 5 años de los bonos internacionales emitidos en 2013 por Ecopetrol. Dichos bonos vencen en agosto y septiembre de 2018, respectivamente.

20.2 Principales movimientos de préstamos y financiaciones

Bonos moneda extranjera

- El 8 de junio de 2016, Ecopetrol realizó la reapertura de sus bonos con vencimiento en septiembre del 2023 por USD \$500 millones, con pago de capital al vencimiento e intereses pagaderos semestralmente a una tasa cupón de 5.875%. El nuevo monto vigente total del bono es de US\$1,800 millones.

Créditos comerciales moneda extranjera

- El 30 de junio de 2017, Ecopetrol pagó anticipadamente la totalidad del crédito sindicado internacional, cuyo valor nominal era de USD\$1,925 millones y vencimiento en febrero de 2020. Este crédito era instrumento de cobertura para futuras exportaciones de crudo.

- El 15 de diciembre de 2017, pagó anticipadamente el crédito adquirido en enero de 2016 con el The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd. (BTMU), por un valor nominal de USD\$175 millones, el cual tenía un plazo de 5 años, amortizable con 2.5 años de gracia sobre capital e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor 6M (6 meses) + 145 puntos básicos.
- El 15 de diciembre de 2017, pagó anticipadamente el crédito adquirido en mayo de 2016 con Export Development Canada (EDC), por un valor nominal de USD\$300 millones, el cual tenía un plazo de 5 años, con capital pagadero a su vencimiento e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor 6M (6 meses) + 140 puntos básicos.

Créditos comerciales moneda nacional

- El 23 de febrero de 2016, Ecopetrol adquirió un crédito comercial bilateral con Bancolombia S.A. por COP\$ 990,000, el cual fue cancelado anticipadamente en octubre de 2016. Este crédito tenía un plazo de 8 años, amortizable con 2 años de gracia sobre capital, con intereses pagaderos semestralmente a una tasa DTF TA + 560 puntos básicos.
- El 14 de agosto de 2017, Ecopetrol contrató una línea de crédito comprometida con Bancolombia por \$990,000 millones de pesos como mecanismo de financiación contingente, la cual tiene 2 años de disponibilidad a partir de la fecha de firma, con las siguientes condiciones: plazo de 10 años a partir de la fecha del primer desembolso, 2 años de gracia sobre capital, tasa de interés de IBR (Indicador Bancario de Referencia), a seis meses + 300 puntos básicos y una comisión de disponibilidad de 7.2 puntos básicos anuales sobre el monto no desembolsado durante el periodo de disponibilidad. Bajo esta modalidad de crédito, Bancolombia S.A. se compromete a desembolsar los recursos cuando Ecopetrol lo requiera bajo los términos y condiciones previamente acordados entre las partes. Al 31 de diciembre, no se ha requerido la utilización de recursos de esta línea de crédito.

20.3 Perfil de vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre de 2017:

	Hasta 1 año (1)	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	253,172	742,512	322,956	373,831	1,692,471
Crédito sindicado	739,348	2,009,420	559,182	-	3,307,950
Otros	98,729	415,599	308,121	156,346	978,795
	1,091,249	3,167,531	1,190,259	530,177	5,979,216
Moneda extranjera					
Bonos	2,651,174	9,948,238	12,018,813	4,548,369	29,166,594
Créditos Refinería de Cartagena	958,918	3,635,848	2,807,015	-	7,401,781
Créditos comerciales	153,873	315,849	59,093	-	528,815
Otros	289,290	119,014	63,125	-	471,429
	4,053,255	14,018,949	14,948,046	4,548,369	37,568,619
	5,144,504	17,186,480	16,138,305	5,078,546	43,547,835

(1) Incluye créditos de corto plazo y porción corriente de la deuda de largo plazo, según aplique.

20.4 Clasificación según tipo de interés

	2017	2016
Moneda nacional		
Tasa fija	143,156	299,472
Tasa variable	5,836,060	6,442,326
	5,979,216	6,741,798

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Moneda extranjera		
Tasa fija	35,062,742	35,719,486
Tasa variable	2,505,877	9,760,743
	37,568,619	45,480,229
	43,547,835	52,222,027

Los préstamos a tasa variable en moneda nacional están indexados principalmente al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y a la DTF (Depósitos a Término Fijo); y los de moneda extranjera a la LIBOR más un diferencial.

20.5 Deuda en moneda extranjera designada como instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía tiene designados USD\$8,532 millones (2016 – USD\$10,512 millones) de la deuda en moneda extranjera como instrumento de cobertura; de los cuales, USD\$5,200 corresponden a la cobertura de inversiones en Compañías con moneda funcional dólar y USD\$3,332 a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. Ver Nota 30 – Gestión de riesgos, para mayor información.

20.6 Garantías y covenants

Para el financiamiento obtenido directamente por Ecopetrol S.A. en los mercados de capitales, no se han otorgado garantías; adicionalmente, la deuda se encuentra libre de covenants financieros que restrinjan su operación.

Hasta el 13 de diciembre, producto de la asunción voluntaria del crédito internacional que tenía Refinería de Cartagena S.A. por parte de Ecopetrol S.A, en su calidad de sponsor., aplicaron las restricciones con relación a compromisos financieros de mantener un índice de cobertura del servicio mínimo de la deuda de 1,35: 1 en ciertos momentos de la vida del préstamo por parte de la Refinería de Cartagena, así como la obligación de tener un fideicomiso comercial y un contrato de Depositario y de Seguridad para recibir los recursos de la nueva refinería para cumplir propósitos específicos tales como gastos de operación, intereses y otros.

Existen ciertas garantías y restricciones en los siguientes créditos comerciales nacionales adquiridos por las subsidiarias de Ecopetrol, las cuales se han cumplido al 31 de diciembre del 2017 y 2016 así:

- El crédito adquirido por Oleoducto de los Llanos se encuentra garantizado con los derechos económicos de los contratos de transporte Ship or pay firmados con Meta Petroleum Corp y contiene algunas restricciones en cuanto a aportes de capital y disposición de activos.
- El crédito sindicado adquirido por Oleoducto Bicentenario establece como requisito que esta subsidiaria mantenga una relación establecida de apalancamiento y solvencia y flujo de caja/servicio a la deuda.
- El crédito adquirido por Bioenergy con Bancolombia se encuentra garantizado con predios denominados La Esperanza 1 y 2 por COP\$6,343 y existen ciertas restricciones en variación de propiedad directa o indirecta por parte de Ecopetrol S.A en esta subsidiaria.

20.7 Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de COP\$45,781,317 y COP\$52,109,438 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente.

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Para la medición a valor razonable, los bonos en moneda local fueron valorados utilizando los precios de referencia de Infovalmer, mientras que para los bonos denominados en dólares se tomó como fuente Bloomberg. Respecto a las demás obligaciones financieras para las que no existe un referente de mercado se utilizó una técnica de descuento a valor presente. Las tasas de descuento incorporan el riesgo de mercado mediante algún referente (Libor, DTF) y el riesgo de crédito de la Compañía (spread).

20.8 Movimiento de la deuda financiera neta

El siguiente es el movimiento de la deuda financiera neta al 31 de diciembre:

	Efectivo y equivalentes	Otros activos financieros	Préstamos y financiaciones	Deuda financiera neta
Saldo al 31 de diciembre de 2015	6,550,450	1,585,379	(53,223,338)	(45,087,509)
Flujo de efectivo	2,086,350	5,446,507	1,050,723	8,583,580
Diferencia en cambio:				
Registrada en el resultado del periodo	(226,333)	(12,837)	1,252,420	1,013,250
Registrada en el otro resultado integral	-	-	612,983	612,983
Costo financiero registrado a proyectos	-	-	(357,107)	(357,107)
Ingreso (costo) financiero reconocido en resultados	-	59,593	(2,765,024)	(2,705,431)
Ajuste por conversión	-	(6,462)	593,384	586,922
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo (1)	-	(385,285)	613,932	228,647
Saldo al 31 de diciembre de 2016	8,410,467	6,686,895	(52,222,027)	(37,124,665)
Flujo de efectivo	(174,272)	(564,755)	11,259,492	10,520,465
Diferencia en cambio:				
Registrada en el resultado del periodo	(290,310)	208,394	147,993	66,077
Registrada en el otro resultado integral	-	-	70,958	70,958
Costo financiero registrado a proyectos	-	-	(203,964)	(203,964)
Ingreso (costo) financiero reconocido en resultados	-	104,706	(2,385,994)	(2,281,288)
Ajuste por conversión	-	39,628	(76,171)	(36,543)
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	58,857	(138,122)	(79,265)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	7,945,885	6,533,725	(43,547,835)	(29,068,225)

(1) En los préstamos y financiaciones corresponde a la legalización de operaciones de giros financiados con destino al pago de importaciones que no generan flujo de efectivo en este rubro.

21. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

El saldo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 de cuentas comerciales y otras cuentas por pagar comprendía:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Corriente		
Proveedores	5,088,957	4,669,544
Anticipos asociados	880,420	864,971
Retención en la fuente	376,169	379,194
Entes relacionados	129,520	114,420
Seguros y reaseguros	121,555	110,530
Acuerdos en contratos de transporte (1)	91,324	111,899
Depósitos recibidos de terceros	25,523	209,570
Dividendos por pagar (2)	3,723	11,193
Acreedores varios	251,016	383,042
	<u>6,968,207</u>	<u>6,854,363</u>
No corriente		
Proveedores	-	17,809
Acreedores varios	29,469	6,084
	<u>29,469</u>	<u>23,893</u>

(1) Corresponde al valor de la deuda por acuerdos pactados en los contratos de transporte por oleoductos y poliductos, calculados en la compensación volumétrica por calidad y otros acuerdos de manejo de inventarios.

(2) Los dividendos decretados en la Asamblea General de Accionistas sobre la utilidad de 2016, por valor de \$945,683, fueron pagados en el mes de abril de 2017.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar es muy cercano a su valor razonable debido a su naturaleza mayoritaria de corto plazo.

22. Provisiones por beneficios a empleados

Los siguientes son los saldos de las provisiones por beneficios a empleados al 31 de diciembre:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Beneficios post-empleo		
Salud	5,367,005	4,475,540
Pensión	1,327,859	76,695
Educación	502,260	333,379
Bonos	348,442	263,563
Otros planes	77,636	67,945
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	155,286	161,796
	<u>7,778,488</u>	<u>5,378,918</u>
Prestaciones sociales y salarios	485,939	423,360
Otros beneficios a empleados	67,867	73,300
	<u>8,332,294</u>	<u>5,875,578</u>
Corriente	1,829,819	1,974,496
No corriente	6,502,475	3,901,082
	<u>8,332,294</u>	<u>5,875,578</u>

Ecopetrol S.A.

Notas a los estados financieros consolidados

(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

as obligaciones actuariales

ra el movimiento de los pasivos y activos, netos por beneficios post-empleo y beneficios por terminación al 31 de diciembre:

	Pensión y bonos (1)		Otros		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Beneficios a empleados	12,463,433	10,435,546	5,041,133	4,170,047	17,504,566	14,605,593
Beneficio actual	-	-	52,164	53,771	52,164	53,771
Beneficio pasado	-	-	-	164,271	-	164,271
Intereses	872,524	876,076	350,060	333,894	1,222,584	1,209,970
Provisiones actuariales	1,621,184	1,915,767	1,012,205	616,834	2,633,389	2,532,601
Retiros	(809,677)	(763,956)	(350,130)	(297,684)	(1,159,807)	(1,061,640)
	14,147,464	12,463,433	6,105,432	5,041,133	20,252,896	17,504,566
	12,123,175	11,181,604	2,473	-	12,125,648	11,181,604
de los activos	848,677	950,704	385	-	849,062	950,704
fondos	-	-	22,465	-	22,465	-
del techo de los activos	-	379,884	-	-	-	379,884
Retiros	(809,677)	(771,528)	(22,078)	2,406	(831,755)	(769,122)
Pérdidas actuariales	308,988	382,511	-	67	308,988	382,578
	12,471,163	12,123,175	3,245	2,473	12,474,408	12,125,648
	1,676,301	340,258	6,102,187	5,038,660	7,778,488	5,378,918

del servicio de pensiones y planes de pensiones, debido a que los beneficiarios fueron retirados al 31 de julio de 2010.

La siguiente tabla muestra el movimiento en los resultados y otros resultados integrales, por los años finalizados al 31 de diciembre:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Resultado del periodo		
Costo del servicio actual	52,164	53,771
Costo del servicio pasado	-	164,271
Intereses, neto	373,522	259,266
Remediciones	13,889	-
	<u>439,575</u>	<u>477,308</u>
Otros resultados integrales		
Salud	(794,535)	(792,093)
Pensión y bonos	(1,312,195)	(1,533,256)
Educación y cesantías	(203,779)	175,259
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	(3)	67
Cambio en el techo de los activos	-	379,884
	<u>(2,310,512)</u>	<u>(1,770,139)</u>
Impuesto diferido asociado	<u>762,469</u>	<u>616,697</u>
Otros resultados integrales neto de impuestos	<u>(1,548,043)</u>	<u>(1,153,442)</u>

22.2 Activos del plan

Los activos del plan están representados por los recursos entregados a Patrimonios Autónomos Pensionales para el pago del pasivo pensional de las obligaciones por mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación está a cargo de Ecopetrol. La destinación de los recursos de los patrimonios autónomos, así como sus rendimientos, no puede cambiarse de destinación ni restituirse a la Compañía hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones.

La siguiente es la composición de los activos del plan de pensión y bonos pensionales por tipo de inversión al 31 de diciembre:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Títulos emitidos por el gobierno nacional	4,349,400	4,410,326
Bonos deuda privada	2,967,030	2,880,958
Otros moneda local	2,337,580	2,910,083
Otros bonos públicos	1,149,200	693,061
Renta variable	605,380	305,052
Bonos deuda pública externa	558,920	622,817
Otros moneda extranjera	503,653	300,878
	<u>12,471,163</u>	<u>12,123,175</u>

El 46.0% corresponde a nivel 1 de valor razonable y el 54.0% están bajo categoría nivel 2.

El valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando el precio cotizado en los mercados de activos. La Compañía obtiene estos precios por intermedio de proveedores de datos financieros confiables reconocidos en Colombia o en el extranjero dependiendo de la inversión.

Para los títulos emitidos en moneda local, el valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando la información publicada por Infovalmer, proveedor de precios autorizado por la Superintendencia Financiera de Colombia. De acuerdo con su metodología, los precios pueden ser calculados a partir de información de mercado del día de valoración o estimados a partir de insumos históricos de acuerdo a los criterios establecidos para el cálculo de cada uno de los tipos de precios.

El precio promedio es calculado principalmente del mercado más representativo de las transacciones llevadas a través de plataformas electrónicas aprobadas y supervisadas por el regulador.

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Por otro lado, el precio estimado se calcula para las inversiones que no reflejan la información suficiente para estimar un precio promedio de mercado, replicando los precios cotizados para activos similares o precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa. Este precio estimado también está dado por Infovalmer como resultado de la aplicación de metodologías robustas aprobadas por el regulador financiero y ampliamente utilizado por el sector financiero.

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los patrimonios autónomos:

<u>Calificación</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
AAA	4,870,932	4,467,642
Nación	4,471,274	4,610,251
AA+	690,391	470,944
BAA2	371,972	141,940
BBB	246,795	150,808
F1+	230,321	416,439
BBB-	192,636	23,237
BBB+	159,103	193,835
BRC 1+	118,008	309,282
AA	58,234	79,750
BAA3	45,699	131,993
A	39,048	4,175
A3	29,098	61,325
AA3	27,051	14,385
AA-	18,770	34,197
VRR1+	14,112	55,821
BAA1	5,296	5,274
Otras calificaciones	9,621	66,470
Sin calificación disponible	872,802	885,407
	<u>12,471,163</u>	<u>12,123,175</u>

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 30.3.

22.3 Supuestos actuariales

Los siguientes son los supuestos actuariales utilizados para determinar el valor presente de la obligación por beneficios definidos utilizados para los cálculos actuariales al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

<u>2017</u>	<u>Pensión</u>	<u>Bonos</u>	<u>Salud</u>	<u>Educación</u>	<u>Otros beneficios (1)</u>
Tasa de descuento	6.50%	6.25%	6.50%	5.50%	5.51%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	4.75% / 4.25%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	6.00%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A
<u>2016</u>	<u>Pensión</u>	<u>Bonos</u>	<u>Salud</u>	<u>Educación</u>	<u>Otros beneficios (1)</u>
Tasa de descuento	7.25%	7.00%	7.25%	6.50%	6.67%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	4.25%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.00%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	3.00%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio

(1) Tasa de descuento promedio ponderada

La tendencia del costo es el incremento proyectado para el año inicial y la tasa incluye la inflación esperada.

La tabla de mortalidad usada para los cálculos fue la tabla de rentistas para hombres y mujeres tomando la experiencia obtenida para el periodo 2005-2008 del Instituto Colombiano de Seguridad Social.

22.4 Perfil de vencimientos de la obligación

Los flujos de caja futuros para pago de las obligaciones post-empleo son los siguientes:

Periodo	Pensión y bonos	Otros beneficios	Total
2018	880,298	374,315	1,254,613
2019	877,165	355,241	1,232,406
2020	899,128	358,292	1,257,420
2021	921,333	361,655	1,282,988
2022	952,531	362,998	1,315,529
2023-2026	5,201,619	1,824,756	7,026,375

22.5 Análisis de sensibilidad de pasivos y activos actuariales

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el efecto de esos posibles cambios sobre la obligación por beneficios definidos, manteniendo los demás supuestos constantes, al 31 de diciembre de 2017:

	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	13,948,863	1,032,967	5,775,492	527,839	242,117
+50 puntos básicos	12,440,607	948,129	4,962,688	480,224	230,501
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	12,386,975	946,675	N/A	N/A	156,021
+50 puntos básicos	14,003,214	1,033,715	N/A	N/A	161,094
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	76,336
+50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	79,150
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	4,982,874	479,829	N/A
+50 puntos básicos	N/A	N/A	5,797,753	528,104	N/A

22.6 Plan de retiro voluntario

En agosto de 2016, la Compañía ofreció un plan de retiro voluntario a 200 trabajadores que cumplieran con determinados requisitos. Al 31 de diciembre de 2017, 137 personas se encuentran acogidas a este plan con un costo asociado de COP\$ 155,286. Este plan incluye beneficios de renta mensual, educación y salud hasta que el empleado logre su pensión de jubilación.

22.7 Pasivo pensional fiscal

La siguiente es la obligación por pasivos pensionales (pensiones y bonos) determinada bajo el marco normativo local al 31 de diciembre:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Pasivo pensional bajo NCIF	14,147,464	12,463,433
Pasivo pensional fiscal	13,901,509	13,269,435
Diferencia	<u>245,955</u>	<u>(806,002)</u>

La diferencia entre el saldo del pasivo pensional bajo NICF y fiscal se genera principalmente por la tasa de descuento, la cual para efectos fiscales es establecida por ley y bajo NICF calculada según la política contable 4.14 – Beneficios a empleados.

Los supuestos utilizados en cada año al 31 de diciembre fueron los siguientes:

<u>Variable (1)</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Tasa de interés técnico	4.00%	4.00%
Tasa de descuento nominal	9.97%	9.13%
Tasa de incremento pensional	5.74%	4.93%
Tasa de inflación	5.74%	4.93%
Mortalidad	RV08	RV08

(1) Los supuestos del cálculo actuarial NCIF pueden verse en la Nota 22.3

23. Provisiones y contingencias

A continuación se presentan los movimientos en las diferentes categorías de provisiones y contingencias por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	Costos de abandono	Litigios	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2016	5,064,660	209,932	643,278	5,917,870
Aumento costos de abandono	39,634	-	-	39,634
Adiciones (recuperaciones)	110,587	(19,185)	106,532	197,934
Utilizaciones	(66,469)	(7,742)	(19,613)	(93,824)
Costo financiero	379,891	-	(367)	379,524
Ajuste por conversión	(979)	(39)	718	(300)
Traslados (1)	-	-	96,611	96,611
Saldo al 31 de diciembre de 2017	5,527,324	182,966	827,159	6,537,449
Corriente	199,824	159,881	199,123	558,828
No corriente	5,327,500	23,085	628,036	5,978,621
	5,527,324	182,966	827,159	6,537,449

	Costos de abandono	Litigios	Provisiones comuneros	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre del 2015	4,452,369	99,798	702,486	822,694	6,077,347
Aumento costos de abandono	404,797	-	-	-	404,797
Adiciones (recuperaciones)	18,285	44,120	(702,486)	(74,312)	(714,393)
Utilizaciones	(68,460)	(4,585)	-	(31,218)	(104,263)
Costo financiero	317,448	-	-	(173)	317,275
Ajuste por conversión	(14,703)	(355)	-	(2,759)	(17,817)
Traslados (1)	(45,076)	70,954	-	(70,954)	(45,076)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	5,064,660	209,932	-	643,278	5,917,870
Corriente	330,057	146,767	-	345,130	821,954
No corriente	4,734,603	63,165	-	298,148	5,095,916
	5,064,660	209,932	-	643,278	5,917,870

(1) Incluye principalmente traslados a pasivos asociados con activos mantenidos para la venta.

23.1 **Costos de abandono y desmantelamiento**

El pasivo estimado por costos de abandono corresponde a la obligación futura que tiene la Compañía de restaurar las condiciones ambientales de manera similar a las existentes antes del inicio de proyectos o actividades, de acuerdo a lo descrito en la política 3.5 – Abandono de campos y otras facilidades. Por tratarse de obligaciones a largo plazo, este pasivo se estima proyectando los pagos futuros esperados y descontando a valor presente con una tasa referenciada a las obligaciones financieras de la Compañía, teniendo en cuenta la temporalidad y riesgos de esta obligación. Las tasas de descuento utilizadas en la estimación de la obligación al 31 de diciembre de 2017 fueron: Producción 6.93% (2016 – 7.93%), Transporte 7.02% (2016 – 8.20%) y Refinación 7.37% (2016 – 8.99%).

23.2 Litigios

El siguiente es un detalle de los principales procesos legales reconocidos en el estado de situación financiera cuyo monto supera los COP\$ 13,000 millones, su expectativa de pérdida es altamente probable y podría implicar una salida de recursos al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

<u>Pretensiones</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Provisión para el pago de la prima del contrato de estabilidad jurídica 2016 con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en Reficar (Refinería de Cartagena)	64,104	59,528
Litigio con Schrader Camargo, proveedor de Reficar	17,003	17,003
Conciliación ante la Procuraduría General de la Nación con las firmas Acciona Infraestructura S.A. y Mantenimiento y Montajes S.A. el 18 de agosto de 2016. En 2017 se resuelve a favor de la Compañía y se reversa la provisión.	-	44,986

23.3 Provisiones comuneros – Santiago de las Atalayas

El 8 de noviembre de 2016, el Ministerio de Minas y Energía concluyó que los recursos que se encontraban restringidos en relación con este proceso no eran regalías y, por lo tanto, no se debían a los Comuneros.

De acuerdo a lo anterior, los recursos que tenía Ecopetrol le pertenecen sin que a la fecha haya ninguna reclamación o discusión sobre la titularidad de los mismos. Al 8 de noviembre de 2016, el monto en controversia ascendió a COP\$ 688,664, proveniente principalmente de la valorización y rendimientos financieros del fondo donde se encontraban los recursos. La recuperación de esta provisión fue reconocida en el resultado financiero neto en el 2016.

23.4 Contingencias ambientales y otros

Corresponde principalmente a contingencias por incidentes ambientales y obligaciones de compensación ambiental e inversión forzosa del 1% por el uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales impuestas por las autoridades ambientales nacionales, regionales y locales. La inversión forzosa del 1% se genera por el uso del agua tomada directamente de fuentes naturales de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993, artículo 43, el Decreto 1900 de 2006, el Decreto 2099 de 2017 y 075 y 1120 de 2018 en relación con los proyectos que Ecopetrol desarrolla en las regiones.

El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, expidió en diciembre de 2016 y en enero de 2017 los Decretos 2099 y 075, mediante los cuales modifica el Decreto Único Reglamentario del sector ambiente y desarrollo sostenible, Decreto 1076 de 2015, en lo relacionado con la inversión forzosa por la utilización del agua tomada directamente de fuentes naturales.

Los principales cambios que establecieron estos decretos se dieron en relación con las áreas y líneas de inversión y la base de liquidación de las obligaciones. Igualmente, se definió el 30 de junio de 2018 como fecha máxima para modificar los Planes de Inversión que se encuentran en ejecución.

El 30 de junio de 2017, Ecopetrol radicó ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) ciertos planes de inversión del 1% para acogerse a los nuevos decretos, en relación con las líneas de inversión, manteniendo la base de liquidación del Decreto 1900.

Al 31 de diciembre de 2017 la provisión para inversión forzosa del 1% por el uso del agua se estimó con base en los parámetros establecidos en el Decreto 1076 de 2015. La Compañía se encuentra en proceso de análisis del impacto de la aplicabilidad de las modificaciones establecidas en los mencionados decretos.

Ocensa

Proceso interpuesto en contra de Ocensa S.A. ante un Tribunal de Arbitramento con la pretensión de declarar la ilegalidad en la tarifa pactada en los contratos de transporte para el uso de la capacidad ampliada del oleoducto, obtenida como resultado del proyecto P-135. Estas reclamaciones tienen la potencialidad de replicarse para los demás remitentes del mencionado proyecto. La provisión reconocida se fundamenta en la valoración probabilística de riesgo realizada por la Compañía y sus asesores, sin que ello implique el reconocimiento de las pretensiones de los remitentes.

23.5 Detalle de los procesos judiciales no provisionados

A continuación se presenta un resumen de los principales pasivos contingentes que no han sido reconocidos en el estado de situación financiera dado que según las evaluaciones realizadas por asesores internos y externos de la Compañía, su ocurrencia no es probable al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Pretensiones	2017	2016
Daños ambientales por atentado terrorista perpetrado en 2015 contra el oleoducto Transandino.	209,220	-
Rompimiento del equilibrio económico y financiero con contratista para la construcción de sistema de transporte.	110,266	-
Demanda por incumplimiento en la liquidación del contrato entre Konidol y Ecopetrol que generaron sobrecostos en el contrato de mantenimiento en 2016.	62,131	62,131
Reajustes salariales a los valores establecidos por Ecopetrol para el personal relacionado con contrato suscrito con un tercero para el montaje y construcción de facilidades de superficie para proyectos de producción y exploración.	60,313	-
Indemnización a terceros por daños ocasionados en derrames de hidrocarburos.	43,333	43,333
Desequilibrio contractual con un tercero en relación con obras de conexión vial.	31,679	-
Diferencias con proveedor en liquidación de contrato cuyo objeto fue la ingeniería, adquisiciones y gerencia de construcción del proyecto P135. A pesar que las partes llegaron a un acuerdo de conciliación preliminar, la Contraloría no lo aprobó y el proceso continúa en la etapa de pruebas. El resultado de estos procesos está sujeto a la decisión del Laudo Arbitral.	30,027	-
Controversial contractual con un tercero en relación con servicio de adquisición y procesamiento de programa sísmico.	30,000	-
Pretensiones	2017	2016

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Reliquidación de prestaciones sociales legales y extralegales sobre dineros pagados bajo el beneficio de estímulo al ahorro.	16,562	16,562
--	--------	--------

Controversia en declaraciones de impuesto de renta de los años gravable 2010 y 2011 de Hocol, relacionada con deducciones en activos fijos exploratorios . En septiembre de 2017, Hocol efectuó el pago de los tributos en la conciliación de los procesos fiscales de renta de los años gravables 2010 y 2011 por \$ 89,271	-	344,915
--	---	---------

23.6 Detalle de activos contingentes

A continuación se presenta el detalle de los principales activos por contingencias, cuya entrada de beneficios económicos a la Compañía es probable, pero no prácticamente cierta al 31 de diciembre:

Pretensiones	2017	2016
Demanda en Ocesa que pretende la restitución del saldo negativo por parte de Equion Energia Limited y Santiago Oil Company que reflejan en los balances volumétricos de Ocesa.	112,735	-
Demanda por inconformidad por parte de Ecopetrol en los reembolsos correspondiente a las inversiones en facilidades en el campo Guaduas del contrato de asociación "Río Seco"	40,711	40,746
Denuncia penal presentada contra el presidente y los miembros de la Junta Directiva de la época con ocasión del incidente ambiental en 2011, en el Oleoducto Caño Limón Coveñas.	35,000	-
Denuncia penal presentada por el administrador de los convenios suscritos con una Corporación por la presunta falsedad en documento. Ecopetrol se constituye como víctima dentro del proceso.	32,000	-
Incumplimiento de la orden de compra de tubería, las características físicas del recubrimiento no corresponden con las contratadas.	21,232	21,232
Nulidad de acto administrativo emitido por la DIAN, que impuso contribución especial por contratos de obra pública.	13,214	13,214
Demanda a Metapetroleum por los perjuicios sufridos en razón de la entrega tardía de volúmenes de crudo en el contrato de asociación Quifa.	-	25,421

Refinería de Cartagena

El 8 de marzo de 2016, Reficar presentó una solicitud de Arbitramento ante la Cámara de Comercio Internacional contra Chicago Bridge & Iron Company NV, CB&I (UK) Limited y CBI Colombiana S.A. (colectivamente, "CB&I") con respecto al contrato para la construcción, adquisiciones e ingeniería, celebrado entre Reficar y CB&I para la ampliación de la Refinería de Cartagena, en Cartagena, Colombia. Reficar es el demandante en el procedimiento de arbitraje de la CCI y solicita no menos de US\$ 2 mil millones por parte de CB&I. El 25 de mayo de 2016, CB&I presentó una contrademanda de aproximadamente US\$ 213 millones. El 27 de junio de 2016, Reficar presentó su respuesta a esta solicitud negando cualquier responsabilidad a CB&I. De acuerdo con la última modificación del calendario procesal, el tribunal arbitral celebrará la audiencia en 2019 y dictará el laudo final aproximadamente en el segundo semestre de 2019.

En posible relación con esta materia, a 31 de diciembre de 2017 existe un saldo de US \$122 millones aproximadamente, en facturas pagadas por Reficar a CB&I, bajo los acuerdos PIP y MOA del contrato EPC, cuyos soportes suministrados hasta la fecha por CB&I no cuentan con la aceptación de AMEC Foster Wheeler – PCIB.

23.7 Investigaciones de entes de control

Como parte de las investigaciones llevadas a cabo por diversas entidades de control del proyecto de modernización y ampliación de la refinería de Cartagena, el 25 de julio de 2017 la Fiscalía General de la Nación (en adelante la "Fiscalía"), inició una audiencia de imputación de cargos en contra de exfuncionarios y ex miembros de la junta directiva de Refinería de Cartagena S.A. ("Reficar") y otras entidades externas al Grupo Empresarial Ecopetrol por los delitos de: (i) peculado por apropiación en favor de terceros, (artículo 397 del Código Penal), (ii) enriquecimiento ilícito en favor de terceros (artículo 327 del Código Penal), (iii) falsedad ideológica en documento público, (artículo 286 del Código Penal), y (iv) interés indebido en la celebración de contratos (artículo 409 del Código Penal). El día 2 de agosto culminó la diligencia de imputación de cargos en la cual ninguno de los imputados aceptó responsabilidad. Ecopetrol S.A. y Reficar han participado como víctimas en las audiencias adelantadas hasta la fecha.

Finalizada la audiencia de imputación, se continuó con la audiencia de solicitud de medidas para garantizar la comparecencia de los imputados al proceso. En paralelo la Fiscalía radicó el escrito de acusación, como fase procesal siguiente, en el que menciona presuntos cobros irregulares que, en todo caso, aún no está probada. Por lo anterior, Ecopetrol no está en condiciones de pronosticar el resultado de esta investigación; como tampoco le es posible evaluar la probabilidad de alguna consecuencia que pueda impactar los estados financieros, tales como provisiones adicionales, multas o desconocimientos de deducciones fiscales que afecten los montos de impuestos diferidos activos.

A la fecha de este reporte, los estados financieros continúan revelando de manera adecuada la situación financiera y operacional de Ecopetrol en todos los aspectos materiales y sus controles internos se mantienen vigentes.

24. Patrimonio

Los principales componentes del patrimonio se detallan a continuación:

24.1 Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es COP \$36,540,000 dividido en 60,000,000,000 de acciones nominativas ordinarias, de las cuales se han suscrito 41,116,694,690 acciones representadas en un 11.51% (4,731,905,873 acciones) en personas naturales y jurídicas no estatales y 88.49% (36,384,788,817 acciones) en accionistas correspondientes a entidades estatales. El valor de las acciones en reserva asciende a COP \$11,499,933 conformada por 18,883,305,310 acciones. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el capital suscrito y pagado ascendía a COP \$25,040,067. No existe dilución potencial de acciones.

24.2 Prima en colocación de acciones

Corresponde, principalmente, a: (i) Exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones en el momento de efectuarse la capitalización en el año 2007 por COP \$4,457,997, (ii) COP \$31,377, al valor generado en el proceso de colocación de acciones en el mercado secundario, originado por la ejecución de garantías a los deudores morosos, de conformidad con lo establecido en el Artículo 397 del Código de Comercio, (iii) Al exceso con respecto a su valor nominal originado en la venta de acciones adjudicadas en la segunda ronda, efectuada en septiembre de 2011 por COP \$2,118,468 y (iv) Prima en colocación de acciones por cobrar COP \$(142).

24.3 Reservas patrimoniales

La siguiente es la composición de las reservas al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Reserva legal	1,426,151	1,269,680
Reservas fiscales y obligatorias	512,632	289,164
Reservas ocasionales	239,086	-
Total	<u>2,177,869</u>	<u>1,558,844</u>

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Saldo inicial	1,558,844	5,546,570
Liberación de reservas	(289,164)	(406,983)
Apropiación de reservas	908,189	289,164
Pérdida ejercicio anterior enjugada con reserva legal (Nota 24.4)	-	(3,869,907)
Saldo final	<u>2,177,869</u>	<u>1,558,844</u>

Reserva legal

El Código de Comercio Colombiano establece la obligatoriedad en la apropiación del 10% de las utilidades netas anuales como reserva legal hasta que el saldo de la misma sea equivalente al 50% del capital suscrito. Esta reserva puede ser utilizada para compensar pérdidas o distribuir en caso de liquidación de la Compañía.

Reservas ocasionales

Corresponden a la apropiación de utilidades ordenadas por la Asamblea de Accionistas para llevar a cabo nuevas exploraciones. El 31 de marzo del 2017, la Asamblea General de Accionistas aprobó la constitución de una reserva para nuevas exploraciones por COP\$239,086.

Reservas fiscales y obligatorias

El Régimen Tributario Colombiano contempla la apropiación de las utilidades del ejercicio equivalente al 70% cuando el valor de la depreciación solicitada para efectos fiscales supere la depreciación contable. Esta reserva puede ser liberada en la medida en que las depreciaciones posteriormente contabilizadas, excedan las solicitadas anualmente para efectos tributarios, o se vendan los activos que generaron el mayor valor deducido.

Asimismo, el decreto 2336 de 1995, estableció la obligatoriedad de la constitución de una reserva por valoración de inversiones. Las utilidades que se generen al cierre del ejercicio contable como consecuencia de la aplicación de sistemas especiales de valoración a precios de mercado y que no se hayan realizado en cabeza de la sociedad se llevarán a una reserva.

24.4 Ganancias retenidas y dividendos

El siguiente es el monto y movimiento de las ganancias retenidas al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Saldo inicial	2,654,232	(2,874,568)
Utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol	6,620,412	1,564,709
Liberación de reservas	289,164	406,983
Apropiación de reservas	(908,189)	(289,164)
Dividendos decretados (1)	(945,683)	-
Pérdida ejercicio anterior enjugada con reserva legal (2)	-	3,869,907
Otros movimientos	(1,070)	(23,635)
Saldo final	<u><u>7,708,866</u></u>	<u><u>2,654,232</u></u>

- (1) La Compañía distribuye dividendos con base en sus estados financieros anuales separados, preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF). La Asamblea General Ordinaria de Accionistas, realizada el día 31 de marzo de 2017, aprobó el proyecto de distribución de utilidades sobre el ejercicio 2016 y definió distribuir dividendos por valor de COP \$945,683.

Los dividendos pagados en 2017 atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A. ascendieron a COP\$945,661 (2016 – COP\$690,177) y los de la participación no controladora de Compañías subsidiarias a COP\$558,986 (2016 – COP\$1,022,121).

- (2) La Asamblea General de Accionistas, realizada el 31 de marzo de 2016, aprobó el proyecto de distribución de utilidades, el cual estableció que no hay lugar a la distribución de utilidades sobre el ejercicio 2015, dada la pérdida presentada en dicho periodo; igualmente, la Asamblea aprobó enjugar dicha pérdida con la reserva legal, en atención a lo establecido en el artículo 456 del Código de Comercio. El monto de las pérdidas enjugadas una vez realizadas las liberaciones y apropiaciones de las reservas estatutarias y fiscales ascendió a COP\$ 3,869,907.

24.5 Otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A.

La siguiente es la composición de los otros resultados integrales atribuibles a los accionistas de la controlante, netos de impuesto de renta diferido al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Diferencia en cambio en conversiones	8,157,504	8,414,438
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(1,149,864)	(1,441,621)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(553,091)	994,953
Cobertura de inversión neta	(97,362)	(155,359)
Instrumentos financieros derivados	6,942	(19,044)
Ganancias en mediciones a valor razonable de instrumentos de patrimonio (1)	-	7,828
Otros	-	11,817
	<u><u>6,364,129</u></u>	<u><u>7,813,012</u></u>

- (1) Durante 2016 la Compañía reclasificó del estado de ganancias o pérdidas COP\$68,497 (2015 – COP\$19,405) producto de la realización de las valoraciones a valor de mercado del importe acumulado en patrimonio de los activos disponibles para la venta – Empresa de Energía de Bogotá e Interconexión Eléctrica S.A.

24.6 Utilidad básica por acción

	2017	2016	2015
Utilidad (pérdida) neta atribuible a los accionistas	6,620,412	1,564,709	(3,987,726)
Promedio ponderado de acciones en circulación	41,116,694,690	41,116,694,690	41,116,694,690
Utilidad (pérdida) neta básica por acción (pesos)	161.0	38.1	(97.0)

25. Ingresos por ventas

El siguiente es el detalle de los ingresos por ventas por los años terminados al 31 de diciembre:

	2017	2016	2015
Ventas nacionales			
Destilados medios	9,590,326	8,553,503	10,215,224
Gasolinas	6,990,187	6,092,739	6,128,208
Servicios	3,873,352	4,043,284	4,435,274
Gas natural	1,815,754	1,988,336	1,845,345
Crudos	909,871	553,666	491,279
Plástico y caucho	833,982	724,708	724,392
G.L.P. y propano	509,619	405,869	335,494
Asfaltos	275,803	340,400	461,188
Otros productos	1,207,245	994,645	988,346
	26,006,139	23,697,150	25,624,750
Reconocimiento diferencial precios (1)	2,229,953	1,048,022	441,871
	28,236,092	24,745,172	26,066,621
Ventas al exterior			
Crudos	21,479,063	17,278,579	21,181,265
Combustóleo	1,982,408	2,158,539	2,166,469
Gasolinas y turbocombustibles	1,223,994	1,046,758	93,125
Diesel	1,213,740	1,604,498	81,982
Plástico y caucho	1,169,101	1,171,342	1,096,730
Gas natural	32,303	58,809	182,950
G.L.P. y propano	15,631	8,568	-
Comercialización de crudo	-	-	1,309,196
Amortización cobertura futuras exportaciones (Nota 30.2.2)	(583,232)	(720,137)	(248,698)
Otros	441,124	380,222	161,287
	26,974,132	22,987,178	26,024,306
Total ingresos	55,210,224	47,732,350	52,090,927

- (1) Corresponde a la aplicación del Decreto 1880 de septiembre de 2014 y la Resolución 180522 de 2010, que definieron el procedimiento para el diferencial de precios (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). Ver nota 4.16 Reconocimiento de ingresos para mayor información.

Ventas por zona geográfica

Los siguientes son los ingresos por ventas por área geográfica por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	2017	%	2016	%	2015	%
Colombia	28,236,092	51,1%	24,745,172	51,8%	26,066,621	50,0%
Estados Unidos	12,532,932	22,7%	11,535,922	24,2%	11,803,802	22,7%
Asia	6,136,796	11,1%	2,605,939	5,5%	6,062,071	11,6%
Centro América y el Caribe	6,070,565	11,0%	3,447,198	7,2%	3,333,653	6,4%
Sur América y otros	1,203,222	2,2%	2,546,319	5,3%	881,305	1,7%
Europa	1,030,617	1,9%	2,851,800	6,0%	3,943,475	7,6%
Total	55,210,224	100%	47,732,350	100%	52,090,927	100%

Concentración de clientes

Durante el 2017, Organización Terpel S.A. representó el 14.3% de total de las ventas del periodo (2016 – 14.4% y 2015 – 14.4%); ningún otro cliente tiene más del 10% del total de ventas. No existe riesgo de que se afecte la situación financiera de Ecopetrol por una potencial pérdida del cliente. La relación comercial con este cliente es la venta de productos refinados y el servicio de transporte. Las ventas a este cliente son reconocidas por el segmento de Refinación y Petroquímica y Transporte y Logística. Organización Terpel es líder gracias a su red de estaciones de gasolina y su estrategia de ventas a la industria y al segmento de aviación.

26. Costo de ventas

El siguiente es el detalle del costo de ventas discriminado por función por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Costos variables			
Productos importados (1)	11,637,419	12,049,477	12,935,878
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	5,750,334	5,318,393	5,166,455
Compras de hidrocarburos - ANH (2)	4,338,576	3,178,199	3,741,010
Compras de crudo asociación y concesión	2,240,704	1,517,829	1,928,938
Materiales de proceso	889,122	608,535	366,454
Servicios de transporte de hidrocarburos	665,714	783,307	1,380,733
Energía eléctrica	561,424	618,675	424,920
Compras de otros productos y gas	488,056	519,884	703,163
Impuestos y contribuciones (3)	449,959	478,332	481,029
Servicios contratados asociación	195,689	305,326	563,032
Otros (4)	(663,915)	(432,694)	(322,547)
	<u>26,553,082</u>	<u>24,945,263</u>	<u>27,369,065</u>
Costos fijos			
Depreciaciones y amortizaciones	2,366,849	2,050,739	1,433,263
Mantenimiento	2,038,970	1,998,128	2,334,130
Costos laborales	1,815,213	1,571,511	1,542,701
Servicios contratados	1,414,056	1,083,176	1,301,094
Servicios contratados asociación	1,008,336	1,260,470	1,415,422
Costos generales	510,128	383,842	461,994
Materiales y suministros de operación	468,205	333,258	435,238
Impuestos y contribuciones	343,505	391,032	461,624
Servicios de transporte de hidrocarburos	333,671	157,463	147,733
Costos de proyectos no capitalizados	41,459	61,689	92,252
	<u>10,340,392</u>	<u>9,291,308</u>	<u>9,625,451</u>
	<u>36,893,474</u>	<u>34,236,571</u>	<u>36,994,516</u>

- (1) Los productos importados corresponden principalmente a ACPM y diluyente para facilitar el transporte de crudo pesado.
- (2) Corresponde a las compras de crudo de regalías que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) derivadas de la producción nacional, tanto de la Compañía en operación directa como de terceros.
- (3) Incluye regalías de gas en dinero e impuesto al carbono.
- (4) Corresponde a la capitalización al inventario, toda vez que los conceptos presentados en el detalle de la nota de costo de ventas se presentan con su importe incurrido al 100%.

27. Gastos de administración, operación y proyectos

El siguiente es el detalle de los gastos de administración, operación y proyectos, discriminado por función por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Gastos de administración			
Gastos generales	723,341	556,563	393,971
Gastos laborales	624,424	657,051	491,748
Impuestos (1)	362,963	663,889	730,841
Depreciaciones y amortizaciones	53,796	45,765	84,425
	<u>1,764,524</u>	<u>1,923,268</u>	<u>1,700,985</u>
Gastos de operación y proyectos			
Gastos de exploración	1,341,940	728,590	1,584,249
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	471,657	568,513	878,259
Impuestos	324,223	286,331	348,871
Gastos laborales	310,947	278,383	309,021
Mantenimientos	122,273	147,197	181,630
Depreciaciones y amortizaciones	95,516	177,252	86,215
Cuota de fiscalización	63,470	87,325	77,909
Proyectos corporativos	29,702	301,854	456,159
Diversos	166,337	176,242	111,955
	<u>2,926,065</u>	<u>2,751,687</u>	<u>4,034,268</u>

(1) Incluye principalmente el reconocimiento del impuesto a la riqueza. Ver nota 10 – Impuestos.

28. Otras ganancias y pérdidas operacionales

El siguiente es el detalle de otras ganancias y pérdidas operacionales por los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
(Gasto) recuperación de provisiones por litigios	(72,408)	112,999	205,879
Gasto disponibilidad gasoductos contratos BOMT's (1)	(72,318)	(125,077)	(124,957)
Gasto impairment de activos de corto plazo	(68,800)	(98,739)	(2,858)
Utilidad (pérdida) en venta de activos	40,227	(82,200)	6,744
Ganancia en adquisición de participaciones (Nota 32.3)	451,095	-	-
Indemnizaciones recibidas	-	17,790	29,848
Ingresos diferidos BOMT's (2)	-	211,768	193,197
Otros ingresos	227,607	237,571	70,688
	<u>505,403</u>	<u>274,112</u>	<u>378,541</u>

(1) Corresponde a los servicios facturados en relación con contrato BOMT's para la construcción, operación, mantenimiento y transferencia de gasoductos con Transgas, este contrato finalizó en agosto de 2017.

(2) Corresponde a la amortización del ingreso diferido reconocido por Ecopetrol en el año 2007 por el pago anticipado por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público de las obligaciones en cabeza de Ecogas, en relación con los contratos Built, Operate and Transfer (BOMT's) para la construcción, operación, mantenimiento y transferencia de gasoductos, suscritos entre Ecopetrol y Transgas de Occidente, Centragas y Gases de Boyacá y Santander S.A. en el año 1997. La amortización de este diferido finalizó en diciembre de 2016.

29. Resultado financiero, neto

El siguiente es el detalle del resultado financiero por los años terminados el 31 de diciembre del 2017, 2016 y 2015:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Ingresos financieros			
Resultados provenientes de activos financieros y otros	739,148	136,715	164,615
Rendimientos e intereses	405,562	386,001	293,506
Utilidad en venta de instrumentos de patrimonio	13,236	47,129	72,339
Recursos provenientes Santiago de las Atalayas (1)	-	688,664	-
Otros ingreso financieros	1,410	53,234	91,464
	<u>1,159,356</u>	<u>1,311,743</u>	<u>621,924</u>
Gastos financieros			
Intereses (2)	(2,385,994)	(2,765,024)	(1,768,618)
Costo financiero de otros pasivos (3)	(753,047)	(580,491)	(627,827)
Resultados provenientes de activos financieros	(481,308)	(48,997)	(167,869)
Otros gastos financieros	(45,041)	(69,028)	(154,100)
	<u>(3,665,390)</u>	<u>(3,463,540)</u>	<u>(2,718,414)</u>
Utilidad (pérdida) por diferencia en cambio, neta	<u>5,514</u>	<u>968,270</u>	<u>(1,870,859)</u>
Resultado financiero, neto	<u>(2,500,520)</u>	<u>(1,183,527)</u>	<u>(3,967,349)</u>

- (1) Corresponde a la reversión de una provisión relacionada con un litigio en Santiago de las Atalayas producto principalmente por la valoración y rendimientos financieros generados en el tiempo de permanencia del efectivo que estuvo sujeto a discusión de su a titularidad. (Ver Nota 23.3 para más información).
- (2) Al 31 de diciembre se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por COP \$ 191,651 (2016 - \$341,209 y 2015 - COP \$ 744,426).
- (3) Incluye el gasto financiero de la obligación de abandono de activos y los pasivos por beneficios post-empleo.

30. Gestión de riesgos

30.1 Riesgo de precios de commodities

El negocio de la Compañía depende sustancialmente de los precios internacionales del crudo y de los productos refinados. Los precios de estos productos son volátiles; cambios drásticos podrían afectar adversamente las perspectivas de negocios y resultados de las operaciones.

Una alta proporción de los ingresos provienen de las ventas de crudo, gas natural y productos refinados que están indexados a precios internacionales de referencia tales como el Brent. En consecuencia, las fluctuaciones en esos índices tienen un efecto directo en la situación financiera y en el resultado de las operaciones de la Compañía.

Los precios de crudo, gas natural y productos refinados han fluctuado tradicionalmente como resultado de una variedad de factores fundamentales, internos y externos tales como; la competencia dentro de la industria de hidrocarburos, cambios en los precios internacionales de crudo, gas natural y productos refinados, cambios en el balance oferta/demanda, cambios regulatorios, factores geopolíticos, desarrollo de nuevas tecnologías, cambios en el costo de capital, condiciones económicas adversas, transacciones en instrumentos financieros derivados relacionados con el petróleo y gas y disponibilidad de combustibles alternos.

El grupo Ecopetrol cuenta con una guía aprobada por la Junta Directiva que le permite utilizar instrumentos financieros derivados en el mercado organizado *over the counter* (OTC) para cubrirse ante las fluctuaciones de los precios del crudo y productos refinados asociadas a las transacciones físicas. La Compañía ha establecido procesos apropiados para el manejo del riesgo que incluyen el monitoreo constante del mercado físico y financiero para identificar riesgos y posteriormente elaborar y ejecutar estrategias de cobertura.

Ecopetrol no utiliza regularmente instrumentos derivados para cubrir exposiciones a riesgo de precios de ventas o compras. El impacto de la liquidación de las coberturas de precios realizadas durante los años 2016 y 2015 no ha sido material y se ejecutaron como instrumentos de cobertura para mitigar el riesgo a índices de precios diferentes al benchmark de la estrategia de comercio internacional de la Compañía en exportaciones de crudo e importaciones de productos.

Durante el 2017, no se llevaron a cabo operaciones de cobertura con instrumentos derivados. Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, las coberturas de precios fueron liquidadas en su totalidad, con un impacto en el resultado del periodo de COP\$ 3,181 y COP\$ 4,141, respetivamente.

30.2 Riesgo de tipo de cambio

El grupo empresarial opera principalmente en Colombia y realiza ventas en el mercado local e internacional, por tal razón, está expuesto al riesgo de tipo de cambio, el cual surge de diversas exposiciones en moneda extranjera debido a transacciones comerciales y a saldos de activos y pasivos en moneda extranjera. El impacto de las fluctuaciones en las tasas de cambio, especialmente la tasa de cambio peso/dólar de los Estados Unidos, ha sido material en años previos. Para mitigar el riesgo, la estrategia de gestión de riesgos de la Compañía implica el uso de instrumentos financieros no derivados relacionados con coberturas de flujo de efectivo para futuras exportaciones e inversión neta de negocios en el extranjero para reducir al mínimo la exposición al riesgo de tipo de cambio.

La tasa de cambio del dólar estadounidense frente al peso colombiano ha fluctuado durante los últimos años. El peso se apreció en promedio un 3.3% en 2017. Durante 2016 y 2015, el peso de depreció en un 11.2% y 37.3%, respectivamente. Las tasas de cierre fueron \$2,984, \$3.000,71 y 3,149.47 para el 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

Cuando el peso colombiano se revalúa contra el dólar estadounidense, los ingresos por exportaciones bajan al convertirse a pesos; en contraste, los bienes importados, servicios petroleros e intereses sobre la deuda externa denominada en dólares se tornan menos costosos. Por el contrario, cuando el peso se deprecia, los ingresos por exportaciones, al ser convertidos a pesos, aumentan, y las importaciones y servicio de la deuda externa se vuelven más costosos.

La siguiente tabla establece el valor en libras para los activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

(Millones de USD)

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	1,203	1,916
Otros activos financieros	1,072	1,367
Cuentas comerciales por cobrar y por pagar, neto	(7)	(282)
Préstamos y financiaciones	(12,590)	(15,172)
Posición pasiva neta	<u>(10,322)</u>	<u>(12,171)</u>

Del total de la posición pasiva neta, USD\$8,532 millones corresponden pasivos financieros designados como instrumentos de cobertura no derivados de Ecopetrol, cuya valoración es reconocida en el otro resultado integral, dentro del patrimonio. Asimismo, USD\$1,699 millones corresponden a la posición pasiva neta en dólares de Compañías del grupo con moneda funcional dólar, sin afectación por valoración en el resultado del periodo.

30.2.1 Análisis de sensibilidad para riesgo de tipo de cambio

El siguiente es el efecto que tendría una variación del 1% y 5% en tipo de cambio de pesos colombianos frente al dólar de los Estados Unidos, relacionado con la exposición de activos y pasivos financieros en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2017:

Escenario/ Variación en la TRM	Efecto en resultados antes de impuestos (+/-)	Efecto en otros resultados integrales (+/-)
1%	2,715	305,293
5%	13,577	1,526,465

El análisis de sensibilidad sólo incluye los activos y pasivos financieros en moneda extranjera a la fecha de cierre.

30.2.2 Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de la Compañía

Ecopetrol se encuentra expuesta al riesgo de moneda extranjera dado que un porcentaje importante de sus ingresos por exportaciones de crudo está denominado en dólares estadounidenses. En los últimos años, la Compañía ha adquirido deuda de largo plazo para actividades de inversión en la misma moneda en la que espera recibir el flujo de sus ingresos por exportación. Esta relación crea una cobertura natural debido a que los riesgos por la realización de la diferencia en cambio de los ingresos por exportación a la moneda funcional de Ecopetrol (pesos colombianos) están cubiertos naturalmente con los riesgos de valoración por moneda extranjera a pesos de la deuda de largo plazo, en línea con la estrategia de gestión de riesgos de la Compañía.

Con el objetivo de expresar en los estados financieros el efecto de la cobertura natural existente entre exportaciones y endeudamiento, entendiéndose que el riesgo por tasa de cambio se materializa cuando se realizan las exportaciones, el 1 de octubre de 2015, la Junta Directiva designó la suma de US\$5,440 millones de la deuda de Ecopetrol como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros por exportación de crudo, para el periodo 2015 - 2023, de acuerdo con la IAS 39 – Instrumentos financieros: reconocimiento y medición. De acuerdo con la Resolución 509 de 2015 de la Contaduría General de la Nación, esta política contable de reconocimiento de coberturas fue adoptada por Ecopetrol a partir del 1 de enero del 2015.

La contabilidad de coberturas genera que el impacto en el estado de resultados se presente efectivamente en el momento de realización del riesgo cubierto. Para que esto ocurra, mensualmente cuando se actualiza la deuda en moneda extranjera por la tasa de cierre para reconocerla en pesos colombianos, los efectos por diferencia en cambio se reconocen como un componente del otro resultado integral, dentro del patrimonio y, a medida que se realizan las exportaciones de crudo, la diferencia en cambio acumulada en el otro resultado integral, se reclasifica en el resultado del ejercicio, impactando la utilidad operacional y el Ebitda.

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

A continuación se presenta el movimiento de este instrumento de cobertura no derivado al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

(Millones de USD)	2017	2016
Instrumento de cobertura al inicio del periodo	5,312	5,376
Reasignación de instrumentos de cobertura	1,803	870
Realización de las exportaciones	(1,803)	(870)
Amortización del principal (1)	(1,980)	(64)
Instrumento de cobertura al final del periodo	3,332	5,312

- (1) El 30 de junio de 2017, Ecopetrol pagó anticipadamente la totalidad del crédito sindicado internacional cuyo valor nominal era de USD\$1,925 millones y vencimiento en febrero de 2020.

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral al 31 de diciembre:

	2017	2016
Saldo inicial	1,441,621	2,432,104
Diferencia en cambio	15,934	(844,863)
Realización de exportaciones	(583,232)	(720,137)
Inefectividad	(14,036)	46,159
Impuesto de renta diferido	289,578	528,358
Saldo final	1,149,865	1,441,621

La reclasificación esperada de la diferencia en cambio acumulada en el otro resultado integral al estado de ganancias o pérdidas, tomando un tipo de cambio de \$2.984 es el siguiente:

Año	Antes de impuestos	Impuestos	Después de impuestos
2018	688,169	(238,139)	450,030
2019	575,661	(199,206)	376,455
2020	173,027	(59,876)	113,151
2021	115,582	(39,997)	75,585
2022	115,582	(39,997)	75,585
2023	90,309	(31,250)	59,059
	1,758,330	(608,465)	1,149,865

30.2.3 Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero

La Junta Directiva aprobó la aplicación de contabilidad de coberturas de inversión neta a partir del 8 de junio de 2016. La medida busca disminuir la volatilidad del resultado no operacional por efecto de la diferencia en cambio. La cobertura de inversión neta se aplicará a una porción de las inversiones que la Compañía tiene en moneda extranjera, en este caso a las inversiones en filiales con moneda funcional dólar y tiene como instrumento de cobertura una porción de la deuda denominada en dólares.

Ecopetrol designó como partida cubierta las inversiones netas en Ocesa, Ecopetrol América Inc., Hocol Petroleum Ltd. (HPL) y Reficar y como instrumento de cobertura una porción de su deuda denominada en dólares estadounidenses, en un monto total equivalente a USD \$5,200 millones.

El siguiente es el movimiento en el otro resultado integral durante cada año:

	2017	2016
Saldo inicial	155,359	-
Diferencia en cambio	(86,892)	231,879
Inefectividad	329	-
Impuesto de renta diferido	28,566	(76,520)
Saldo final	97,362	155,359

30.2.4 Coberturas con derivados para cubrir riesgo cambiario

La Compañía realiza operaciones de cobertura forwards con la modalidad *Non-Delivery* cuyo propósito es mitigar la volatilidad de la tasa de cambio en el flujo de caja requerido para las operaciones de su subsidiaria Ocesa, cuya moneda funcional es dólar americano. Los instrumentos de cobertura Forward utilizados permiten fijar el precio de venta de dólares americanos, buscando contrarrestar el efecto de devaluación o revaluación en el momento en que Ocesa monetiza los recursos necesarios para cubrir sus obligaciones mensuales o puntuales de costo y gastos operacionales y pagos de impuestos, los cuales son pagaderos en pesos colombianos.

Al 31 de diciembre de 2017, se tienen contratos forwards con posición neta corta por US\$325 millones (2016 – US\$323 millones) con vencimientos entre enero y diciembre de 2018.

La variación y/o compensación de las operaciones de cobertura realizadas para el pago de impuestos se registran en el estado de resultado integral afectando inicialmente el gasto de renta y su variación posterior en el rubro de diferencia en cambio; la variación de las operaciones de cobertura de costos y gastos se registran en el otro resultado integral siempre y cuando sean efectivas; una vez sea liquidada el resultado de la compensación se registra como menor y/o mayor valor del monto del gasto cubierto.

El impacto en el estado de resultados por la liquidación (realizadas) de estas coberturas ascendió a COP\$99,971 (2016- COP\$42,865 de utilidad) y el monto reconocido en el otro resultado integral fue de COP\$35,769 de utilidad (2016 - COP\$33,869 de utilidad).

30.3 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que la Compañía pueda sufrir pérdidas financieras como consecuencia del incumplimiento: a) en el pago por parte de sus clientes en la venta de crudo, gas, productos o servicios; b) por parte de las instituciones financieras en las que se mantienen inversiones, o c) de las contrapartes con las que se tienen contratados instrumentos financieros.

30.3.1 Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y servicios de transporte, la Compañía puede estar expuesta al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La administración de este riesgo ha demandado el diseño de mecanismos y procedimientos que han permitido minimizar su probabilidad de materialización, salvaguardando así el flujo de efectivo de la Compañía.

La Compañía realiza un análisis continuo de la fortaleza financiera de las contrapartes, el cual implica su clasificación de acuerdo con su nivel de riesgo y respaldos financieros ante una posible cesación de pagos. Asimismo, se realiza un monitoreo constante de las condiciones del mercado nacional e internacional para establecer alertas tempranas de cambios importantes que puedan impactar las obligaciones de pago oportunos de los clientes con la Compañía.

Para la cartera que es considerada deteriorada, se realiza un análisis individual que permite analizar la situación de cada cliente y así definir las provisiones que haya a lugar. La Compañía lleva a cabo las acciones administrativas y legales necesarias para recuperar las cuentas por cobrar vencidas, así como el reconocimiento de intereses de clientes que no cumplan con las políticas de pago.

Ecopetrol no mantiene concentraciones significativas de riesgo de crédito. El siguiente es el análisis de antigüedad de la cartera por clientes en mora pero no considerada deteriorada al 31 de diciembre de:

	2017	2016
Vencidos con menos de tres meses	65,354	179,008
Vencidos entre 3 y 6 meses	1,131	14,275
Vencidos con más de 6 meses	79,688	103,574
Total	146,173	296,857

30.3.2 Riesgo de crédito para recursos depositados en instituciones financieras

En cumplimiento con el Decreto 1525 de 2008, que provee las normas generales sobre inversiones para entidades públicas, Ecopetrol estableció las directrices para la administración del portafolio de inversión. Estas directrices determinan que las inversiones de portafolio en dólares de Ecopetrol están limitadas a inversiones del excedente de efectivo en valores de renta fija emitidos por entidades con calificación A o superior a largo plazo y A1 / P1 / F1 o superior en el corto plazo (escala internacional) por Standard & Poor's Ratings Services, Moody's Investors Service o Fitch Ratings.

Adicionalmente, Ecopetrol también puede invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno de los Estados Unidos o el gobierno colombiano, sin tener en cuenta las calificaciones asignadas a dichos valores. Ecopetrol, debe invertir su exceso de efectivo en valores de renta fija de emisores calificados AAA a largo plazo, y F1 + / BRC1 + en el corto plazo (escala local) por Fitch Ratings Colombia o BRC Standard & Poor's. Además, la Compañía también podrá invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno colombiano sin restricciones de calificación.

Para diversificar el riesgo en la cartera de pesos, Ecopetrol no invierte más del 10% del exceso de efectivo en un determinado emisor. En el caso de portafolio en dólares, no se invierte más del 5% del exceso de efectivo en un emisor específico a corto plazo (hasta 1 año), o 1% a largo plazo. La Compañía ha cumplido con esta política al 31 de diciembre del 2017 y 2016.

La calificación crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones que involucran instrumentos financieros se encuentra revelada en las notas 6 – Efectivo y equivalentes, Nota 7 – Otros activos financieros y Nota 21 – Provisiones por beneficios a empleados.

30.4 Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés surge de la exposición de Ecopetrol a cambios en las tasas de interés debido a que el grupo cuenta instrumentos en el portafolio de inversiones indexados a tasas flotantes y emisiones de deuda cuya tasa de interés atadas a tasas como LIBOR, DTF e IPC. Por lo tanto, la volatilidad de los tipos de interés puede afectar el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con las inversiones de la Compañía y el gasto financiero de los préstamos y financiamientos a tasa flotante.

Al 31 de diciembre de 2017 el 19% (2016 el 31%) del endeudamiento tiene tasa flotante. Con lo cual, si la tasa de interés de mercado sube, los gastos de financiación aumentarán, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones.

Ecopetrol establece controles para la exposición de tasa de interés, los cuales incorporan límites en la duración del portafolio, el Valor en Riesgo – VAR y *tracking error*.

Los patrimonios autónomos vinculados a los pasivos pensionales de la Compañía están expuestos a cambios en las tasas de interés, debido a que incluyen instrumentos de tasa fija y tasa variable. La regulación Colombiana establece lineamientos sobre patrimonios autónomos destinados a la garantía y pago de pensiones (Decretos 941 de 2002 y 1861 de 2012), donde se indica que el régimen aplicable será el mismo establecido para el Fondo Moderado de los Fondos de Pensiones Obligatorias.

La siguiente tabla detalla el impacto en resultados y otro resultado integral, para los 12 meses siguientes, ante una variación en las tasas de interés de 100 puntos básicos:

	Efecto en resultados (+/-)		Efecto en ORI (+/-)
	Activos financieros	Pasivos financieros	Patrimonios autónomos
+ 100 puntos básicos	(66,120)	112,383	(171,031)
- 100 puntos básicos	66,120	(112,282)	183,988

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la nota 21 - Provisiones por beneficios a empleados.

30.5 Riesgo de liquidez

La habilidad para acceder a los mercados de crédito y de capitales para obtener financiación bajo términos favorables para el plan de inversiones de la Compañía, puede verse limitada debido a impairment de las condiciones de estos mercados. Una nueva crisis financiera podría empeorar la percepción de riesgo en los mercados emergentes.

De otro lado, la ocurrencia de situaciones que puedan afectar el entorno político y regional de Colombia, podrían dificultar a nuestras subsidiarias, el acceso a los mercados de capitales. Estas condiciones, junto con potenciales pérdidas significativas en el sector de servicios financieros y cambios en las valoraciones del riesgo crediticio, pueden dificultar la obtención de financiación en términos favorables. Como resultado, la Compañía se puede ver forzada a revisar la oportunidad y alcance de las inversiones según sea necesario, o acceder a los mercados financieros bajo términos menos favorables, afectando por lo tanto, negativamente los resultados de operaciones y la situación financiera.

El riesgo de liquidez se gestiona de acuerdo con nuestras políticas destinadas a garantizar que haya fondos netos suficientes para cumplir con los compromisos financieros de la Compañía dentro de su cronograma de vencimientos, sin costos adicionales. El principal método para la medición y seguimiento de la liquidez es la previsión de flujo de efectivo.

Durante el 2017, la Compañía utilizó US\$ 2,400 millones como parte de sus excedentes de liquidez para pagar por anticipado parte de sus deudas en moneda extranjera que tenían vencimientos entre el 2020 y 2021. El detalle de estos movimientos son descritos en la Nota 19 – Prestamos y financiamientos.

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

El siguiente es un resumen de la madurez de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2017; los montos presentados en la tabla son los flujos de efectivo contractuales no descontados; los pagos previstos en moneda extranjera fueron re expresados tomando tipo de cambio de COP\$ 2,984.00 pesos/dólar. En consecuencia, estas cantidades no pueden reconciliarse con los montos presentados en el Estado de situación financiera:

	<u>Hasta 1 año</u>	<u>1-5 años</u>	<u>5-10 años</u>	<u>> 10 años</u>	<u>Total</u>
Préstamos (pago de principal e intereses)	5,040,130	28,151,892	18,873,280	15,484,650	67,549,952
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6,968,207	134,815	-	-	7,103,022
Total	<u>12,008,337</u>	<u>28,286,707</u>	<u>18,873,280</u>	<u>15,484,650</u>	<u>74,652,974</u>

30.6 Gestión del capital

El principal objetivo de la Gestión del Capital del Grupo Empresarial es asegurar una estructura financiera que optimice el costo de capital, maximice el rendimiento a sus accionistas y permita el acceso a los mercados financieros a un costo competitivo para cubrir sus necesidades de financiación que respalde un sólido perfil de calificación crediticia de grado de inversión.

Deuda neta se calcula tomando los préstamos y financiamientos de corto plazo y largo plazo menos el efectivo y equivalentes e inversiones en títulos valores al 31 de diciembre de cada año. El nivel de apalancamiento se calcula como la relación entre la deuda financiera neta y la suma del patrimonio y la deuda neta financiera. La siguiente es la información de estos indicadores al 31 de diciembre del 2017 y 2016:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Préstamos y financiaciones (Nota 20)	43,547,835	52,222,027
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(7,945,885)	(8,410,467)
Otros activos financieros (Nota 9)	(6,533,725)	(6,686,895)
Deuda financiera neta	<u>29,068,225</u>	<u>37,124,665</u>
Patrimonio (Nota 24)	<u>49,781,305</u>	<u>45,319,718</u>
Apalancamiento	<u>36.87%</u>	<u>45.03%</u>

El movimiento de la deuda financiera neta se detalla en la Nota 20.8.

31. Entes relacionados

Los saldos con Compañías asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited (1)	4,010	-	7,716	101,472	259,760	7
Ecodiesel Colombia S.A.	362	-	-	22,228	-	-
Asociadas						
Invercolsa S.A.	18,641	-	-	-	-	-
Offshore International Group Inc (2)	-	154,810	-	-	-	-
Serviport S.A.	-	-	-	5,820	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017	23,013	154,810	7,716	129,520	259,760	7
Corriente	23,013	-	7,716	129,520	259,760	7
No corriente	-	154,810	-	-	-	-
	23,013	154,810	7,716	129,520	259,760	7

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos
Negocios conjuntos					
Equion Energía Limited	97,601	-	7,135	89,666	30,644
Ecodiesel Colombia S.A.	129	-	-	20,765	-
Offshore International Group (2)	-	170,121	-	-	-
Asociadas					
Serviport S.A.	-	-	-	3,989	-
Saldo al 31 de diciembre de 2016	97,730	170,121	7,135	114,420	30,644
Corriente	97,730	-	7,135	114,420	30,644
No corriente	-	170,121	-	-	-
	97,730	170,121	7,135	114,420	30,644

Préstamos con vinculados:

- (1) Depósitos mantenidos por Equion en Capital AG por valor nominal de USD\$77 millones, con vencimiento en enero de 2018 y una tasa promedio ponderada de 1.44% EA.
- (2) Préstamo otorgado por Ecopetrol S.A. a Savia Perú S.A. (filial de Offshore International Group) por US\$57 millones en el año 2016, con una tasa de interés del 4.99% E.A. pagaderos semestralmente a partir del 2017 y vencimiento en el 2021. El saldo en valor nominal de este crédito al 31 de diciembre de 2017 es de US\$49.

Los importes pendientes no están garantizados y se liquidarán en efectivo. No se ha reconocido ningún gasto en el periodo actual ni en periodos anteriores con respecto a incobrables o cuentas de dudoso cobro relacionados con los importes adeudados por partes relacionadas.

Las principales transacciones con entes relacionados por años finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015 se detallan como sigue:

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

	2017		2016		2015	
	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	425,881	598,636	491,698	418,618	515,968	190,158
Ecodiesel Colombia S.A.	6,583	259,269	5,744	265,584	7,245	267,647
Offshore International Group	15,188	-	6,285	-	-	-
Asociadas						
Serviport S.A.	-	-	-	24,572	-	-
Total	447,652	857,905	503,727	708,774	523,213	457,805

Los dividendos recibidos de estas Compañías están relacionados en la nota 14 – Inversiones en Compañías.

31.1 Directivos clave de la gerencia

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas del año 2012, los honorarios de los directores por asistencia a las reuniones de la Junta Directiva y/o del Comité aumentaron de cuatro a seis salarios mínimos mensuales legales vigentes, valor que asciende aproximadamente de COP\$ 4,426,000 pesos para 2017, a COP\$ 4,140,000 pesos para 2016 y COP\$ 3,870,000 pesos para 2015. Para las sesiones no presenciales, se fijan en el 50% de la cuota de las reuniones presenciales. Los miembros de la Junta Directiva no tienen ninguna clase de remuneración variable. El monto cancelado en el año 2017 por concepto de honorarios a miembros de Junta Directiva ascendió a COP\$ 1,877 (2016 - COP\$ 1,253).

La compensación total pagada a los miembros del Comité Directivo activos al 31 de diciembre del 2017 ascendió a COP\$ 20,669 (2016 - COP\$ 13,901). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2017 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación a nuestros funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a COP\$ 5,401 (2016 - COP\$ 4,674).

Al 31 de diciembre de 2017, los siguientes Directivos Clave de la gerencia poseían menos del 1% de las acciones en circulación de Ecopetrol S.A así:

Personal clave de la gerencia	% Acciones
Felipe Bayón	<1% acciones en circulación
Mauricio Cárdenas Santamaría	<1% acciones en circulación
Héctor Manosalva Rojas	<1% acciones en circulación
Rafael Espinosa Roza	<1% acciones en circulación

31.2 Planes de beneficios post-empleo

La administración y el manejo de los recursos para el pago de la obligación pensional de Ecopetrol están a cargo de los patrimonios autónomos pensionales (PAP's), los cuales sirven como garantía y fuente de pago. Estos fondos se constituyeron en cumplimiento a lo dispuesto por el decreto 2153 de 1999, con el cual se autorizó al 31 de diciembre de 2008, conmutar parcialmente el valor correspondiente a mesadas, bonos y cuotas partes, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional.

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, las entidades que administran los recursos son: Fiduciaria Bancolombia, Fiduciaria de Occidente y Consorcio Ecopetrol PACC (conformado por Fiduciaria La Previsora, Fiduciaria Bancoldex, Fiduagraria y Fiduciaria Central). Estas entidades gestionarán los recursos pensionales por un periodo de cinco años (2016-2021) y como contraprestación reciben una remuneración con componentes fijos y variables, éstos últimos se liquidan sobre los rendimientos brutos de los portafolios y con cargo a los recursos administrados.

31.3 Entidades relacionadas del Gobierno

El Gobierno Colombiano posee el control de Ecopetrol con una participación del 88.49 %. Las transacciones más significativas con entidades gubernamentales se detallan a continuación:

a) Compra de hidrocarburos a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Por la naturaleza del negocio, la Compañía tiene una relación directa con ANH, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo es administrar integralmente las reservas y recursos de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

Ecopetrol compra el crudo que la ANH recibe de todos los productores de Colombia a los precios fijados de acuerdo a una fórmula establecida en conjunto, que refleja los precios de venta de exportación (crudos y productos), ajuste a la calidad de la gravedad API, contenido de azufre, tarifas de transporte de la cabeza del pozo a los puertos de Coveñas y Tumaco, el costo del proceso de refinado y una cuota de comercialización. Este contrato fue prorrogado hasta el 30 de junio 2018.

Hasta diciembre de 2013, la Compañía comercializó, en nombre de la ANH, el gas natural recibido por ésta en especie de los productores. Desde enero de 2014, la ANH recibe las regalías en efectivo de producción de gas natural.

El valor de compra de hidrocarburos a la ANH se detalla en la Nota 26 - costo de ventas.

Adicionalmente, Ecopetrol al igual que las demás Compañías petroleras, participa en rondas para asignación de bloques exploratorios en territorio colombiano, sin que ello implique un tratamiento especial para Ecopetrol por ser una entidad cuyo accionista mayoritario es el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

b) Diferencial de precios

Los precios de venta de gasolina regular y ACPM son regulados por el Gobierno Nacional. En este evento, se presentan diferenciales entre el volumen reportado por las Compañías al momento de la venta y la diferencia entre el precio de paridad y el precio de referencia, siendo el precio de paridad aquel que corresponde a los precios diarios de la gasolina motor y ACPM observados durante el mes. Estos diferenciales pueden ser a favor o en contra de los productores. El valor de este diferencial se encuentra detallado en las Notas 25 – Ingresos por ventas y 7 – Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.

c) Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

Ecopetrol como cualquier otra Compañía en Colombia, tiene obligaciones de tipo tributario que debe cumplir ante esta entidad, no se tiene ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma. Para mayor información ver nota 10 – Impuestos.

d) Contraloría General de la República

Ecopetrol al igual que las demás entidades estatales en Colombia, tiene la obligación de atender los requerimientos de esta entidad de control y realizar el pago anualmente de la cuota de sostenimiento a dicha entidad. No existe ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

32. Operaciones conjuntas

La Compañía realiza parte de sus operaciones a través de los contratos de Exploración y Producción, Evaluación Técnica, contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos. Las principales operaciones conjuntas en 2017 son las siguientes:

32.1 Contratos en los cuales Ecopetrol no es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
Occidental Andina LLC	Chipirón	Producción	30-40%	Colombia
	Cosecha		30%	
	Cravo Norte		50%	
	Rondón		50%	
Chevron Petroleum Company	Guajira	Producción	57%	Colombia
Mansarovar Energy Colombia Ltd	Nare	Producción	50%	Colombia
Meta Petroleum Corp	Quifa	Producción	40%	Colombia
Equion Energía Limited	Piedemonte	Producción	50%	Colombia
Perenco Colombia Limited	Casanare	Producción	64%	Colombia
	Corocora		56%	
	Estero		89%	
	Garcero		76%	
	Orocúe		63%	
ONGC Videsh Limited	Ronda Caribe RC-10	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
Petrobras, Repsol & Statoil	Tayrona	Exploración	30%	Offshore Caribe Norte
Repsol & Statoil	TEA GUA OFF-1	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
Anadarko	Fuerte Norte	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
Shell	Deep Rydberg/Aleatico	Exploración	29%	Golfo de Mexico
Repsol - Leon	Leon	Exploración	40%	Golfo de Mexico
Noble Energy	Gunflint	Producción	32%	Golfo de Mexico
Murphy Oil	Dalmatian	Producción	30%	Golfo de Mexico
Anadarko	K2	Producción	21%	Golfo de Mexico
Equion Energia Limited	Niscota	Producción	20%	Brasil
Chevron	CE-M-715_R11	Exploración	50%	Brasil

32.2 Contratos en los cuales Ecopetrol es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
ExxonMobil Exploration Colombia	VMM29	Exploración	50%	Colombia
	CR2			
	C62			
Talisman Colombia Oil	CPO9	Exploración	55%	Colombia
ONGC Videsh Limited Sucursal Colombia	RC9	Exploración	50%	Colombia
CPVEN Sucursal Colombia	VMM32	Exploración	51%	Colombia
Shell Exploración and Producción	CR4	Exploración	50%	Colombia
Hocol S.A.	AMA4	Exploración	100%	Colombia
SK Innovation Co Ltd.	San Jacinto	Exploración	70%	Colombia
Repsol Exploración Colombia S.A.	Catleya	Exploración	50%	Colombia
Emerald Energy PLC Suc. Colombia	Cardon	Exploración	50%	Colombia
Occidental andina LLC	La Cira Infantas	Producción	58%	Colombia
	Teca		86%	Colombia
Ramshorn International Limited	Guariques I	Producción	50%	Colombia
Equion Energía Limited	Cusiana	Producción	98%	Colombia
Perenco Oil And Gas	San Jacinto Rio Paez	Producción	18%	Colombia
Cepsa Colombia	San Jacinto Rio Paez	Producción	18%	Colombia
Total Colombie	Mundo Nuevo	Exploración	15%	Colombia
Talisman Oil & Gas	Mundo Nuevo	Exploración	15%	Colombia
Lewis	Clarinero	Exploración	50%	Colombia
Maurel & Prom Suramerica	CPO17	Exploración	50%	Colombia
Equion Energia Limited	Oleoducto Alto Magdalena	OAM	45%	Colombia
Emerald Energy	Oleoducto Alto Magdalena	OAM	45%	Colombia
Frontera Energy	Oleoducto Alto Magdalena	OAM	45%	Colombia
ONGC Videsh Limited	Contrato Bloque RC-9-Ronda Caribe No. 37-2007	Exploración	50%	Golfo de Mexico
JX Nippon	FAZ-M-320_R11	Exploración	70%	Brasil
JX Nippon	POT-M-567_R11	Exploración	100%	Brasil

32.3 Operaciones relevantes durante el periodo

Durante el 2017 y 2016, se presentaron los siguientes hechos relevantes en los contratos de operaciones conjuntas:

a) Adquisición de participación en operaciones conjuntas

El 11 de diciembre del 2017, Ecopetrol América Inc. adquirió la participación de MCX Exploration USA LLC ("MCX") de 11.6% en el campo petrolero K2 en el Golfo de México, aumentando así su participación del 9.2% al 20.8%.

La adquisición de MCX se contabilizó de acuerdo a lo establecido en la política 4.4 Operaciones conjuntas. Para la determinación del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos, se utilizó el modelo de enfoque de ingresos, utilizando el flujo de efectivo descontado y datos de mercado para determinar los valores razonables de las propiedades de petróleo y gas. Este modelo incorporó precios futuros de los productos básicos, volúmenes estimados de reservas de petróleo y gas, futuros desarrollos, costos operativos, costos de abandono y taponamiento futuros y una tasa de descuento ajustada al riesgo.

El monto neto pagado en la operación fue de US\$47,6 millones, el valor razonable de los activos netos adquiridos fue de US\$198,4 millones antes de impuestos diferidos (US\$146 millones neto de impuestos diferidos) con un reconocimiento de US\$150.8 millones antes de impuestos diferidos (US\$98 millones después de impuestos diferidos) en el resultado del periodo (equivalente a COP\$451,095 millones antes de impuestos diferidos), originado principalmente porque el precio de la transacción fue fijado antes de la fecha de cierre de la transacción y el valor razonable de los activos identificables netos adquiridos aumentó durante el periodo intermedio.

Los costos de transacción incurridos en la operación ascendieron a US\$0.2 millones, reconocidos en el resultado del ejercicio.

b) Terminación de los contratos campo Rubiales y Pirrí

A partir del 1° de julio de 2016, Ecopetrol asumió la operación directa del Campo Rubiales, que hasta dicha fecha, había sido operado por Pacific Rubiales Energy. Tras la terminación del contrato, Ecopetrol recibió los activos de dicha operación y las obligaciones asociadas a los contratos de BOMT's por US\$46 millones.

c) Terminación del contrato de asociación de Tauramena

El 3 de julio de 2016, el acuerdo de asociación de Tauramena finalizó y Ecopetrol comenzó a operar directamente en el campo de Cusiana, Casanare. Desde su comercialización en 1993, fue operado primero por BP y luego por Equion. Cusiana representa para Ecopetrol una participación del 98% en el Unificado Plan de Explotación (PEU) del campo, mientras que Equión y Emerald mantendrán ambos el 2%.

33. Información por segmentos

La descripción de los segmentos de negocio puede verse en la nota 4.19 - Información por segmentos de negocio.

33.1 Estados de ganancias o pérdidas por segmentos

La siguiente información por segmentos es reportada con base en la información utilizada por la Junta Directiva, cómo máximo órgano para la toma de decisiones estratégicas y operativas de los segmentos de negocio. El desempeño de los segmentos se basa principalmente en análisis de ingresos, costos, gastos y resultado del periodo generados por cada segmento, los cuales son monitoreados de manera periódica.

La información revelada en cada segmento se presenta neta de las de transacciones realizadas entre las empresas del Grupo Ecopetrol.

A continuación se presentan los estados consolidados de ganancias o pérdidas por los años terminados el 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2017				
	Exploración y producción	Refinación y petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	Total
Ventas terceros	24,260,316	27,343,359	3,606,549	-	55,210,224
Ventas intersegmentos	11,490,614	1,300,657	6,991,515	(19,782,786)	-
Ingresos netos	35,750,930	28,644,016	10,598,064	(19,782,786)	55,210,224
Costos fijos	8,055,925	2,886,745	2,637,604	(3,239,880)	10,340,394
Costos variables	18,239,307	23,968,650	634,232	(16,289,109)	26,553,080
Costos de ventas	26,295,232	26,855,395	3,271,836	(19,528,989)	36,893,474
Utilidad bruta	9,455,698	1,788,621	7,326,228	(253,797)	18,316,750
Gastos de administración	781,386	516,501	466,669	(32)	1,764,524
Gastos de operación y proyectos	2,070,916	965,457	142,847	(253,155)	2,926,065
Impairment de activos no corrientes	(245,611)	(1,067,965)	(59,455)	-	(1,373,031)
Otras ganancias y pérdidas operacionales, neto	(545,218)	11,694	28,121	-	(505,403)
Resultado de la operación	7,394,225	1,362,934	6,748,046	(610)	15,504,595
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,058,912	161,647	105,903	(173,702)	1,152,760
Gastos financieros	(2,289,883)	(1,108,516)	(433,908)	173,513	(3,658,794)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neto	(101,030)	163,992	(57,448)	-	5,514
	(1,332,001)	(782,877)	(385,453)	(189)	(2,500,520)
Participación en las utilidades de Compañías	60,039	15,245	(42,493)	-	32,791
Resultado antes de impuesto a las ganancias	6,122,263	595,302	6,320,100	(799)	13,036,866
Impuesto a las ganancias	(2,717,128)	(356,563)	(2,561,253)	-	(5,634,944)
(Pérdida) utilidad neta del periodo	3,405,135	238,739	3,758,847	(799)	7,401,922
Utilidad (pérdida) atribuible a:					
Los accionistas de la Compañía	3,405,135	240,920	2,975,156	(799)	6,620,412
Participación no controladora	-	(2,181)	783,691	-	781,510
	3,405,135	238,739	3,758,847	(799)	7,401,922
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	5,966,442	1,188,871	1,111,182	-	8,266,495

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2016					
	Exploración y producción	Refinación y petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	Total
Ventas terceros	19,758,386	24,180,922	3,756,656	36,386	47,732,350
Ventas intersegmentos	7,709,612	642,792	6,892,121	(15,244,525)	-
Ingresos netos	27,467,998	24,823,714	10,648,777	(15,208,139)	47,732,350
Costos fijos	6,940,074	2,458,745	2,861,269	(2,968,780)	9,291,308
Costos variables	16,017,723	20,385,242	488,522	(11,946,224)	24,945,263
Costos de ventas	22,957,797	22,843,987	3,349,791	(14,915,004)	34,236,571
Utilidad bruta	4,510,201	1,979,727	7,298,986	(293,135)	13,495,779
Gastos de administración	832,266	574,413	516,884	(295)	1,923,268
Gastos de operación y proyectos	1,656,960	1,206,718	180,353	(292,344)	2,751,687
Impairment de activos no corrientes	109,667	773,361	(41,062)	-	841,966
Otras ganancias y pérdidas operacionales, neto	(349,419)	20,947	53,559	801	(274,112)
Resultado de la operación	2,260,727	(595,712)	6,589,252	(1,297)	8,252,970
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	983,472	46,469	61,373	220,429	1,311,743
Gastos financieros	(2,017,641)	(952,006)	(262,844)	(231,049)	(3,463,540)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neta	915,413	94,715	(41,858)	-	968,270
	(118,756)	(810,822)	(243,329)	(10,620)	(1,183,527)
Participación en las utilidades de Compañías	(31,658)	22,785	(838)	-	(9,711)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	2,110,313	(1,383,749)	6,345,085	(11,917)	7,059,732
Impuesto a las ganancias	(1,364,660)	(624,988)	(2,665,847)	-	(4,655,495)
Utilidad (pérdida) neta del periodo	745,653	(2,008,737)	3,679,238	(11,917)	2,404,237
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
Los accionistas de la Compañía	738,897	(2,001,414)	2,839,143	(11,917)	1,564,709
Participación no controladora	6,756	(7,323)	840,095	-	839,528
	745,653	(2,008,737)	3,679,238	(11,917)	2,404,237
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	5,467,975	1,145,780	978,394	-	7,592,149

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2015					
	Exploración y producción	Refinación y petroquímica	Transporte y logística	Eliminaciones	Total
Ventas terceros	25,412,869	22,456,866	4,221,192	-	52,090,927
Ventas intersegmentos	6,063,398	788,810	6,623,358	(13,475,566)	-
Ingresos netos	31,476,267	23,245,676	10,844,550	(13,475,566)	52,090,927
Costos fijos	7,208,632	1,902,797	3,304,815	(2,790,793)	9,625,451
Costos variables	18,500,240	18,856,011	439,607	(10,426,793)	27,369,065
Costos de ventas	25,708,872	20,758,808	3,744,422	(13,217,586)	36,994,516
Utilidad bruta	5,767,395	2,486,868	7,100,128	(257,980)	15,096,411
Gastos de administración	731,626	451,250	518,109	-	1,700,985
Gastos de operación y proyectos	2,969,723	1,155,301	157,596	(248,352)	4,034,268
Impairment de activos no corrientes	4,923,369	3,278,993	81,388	-	8,283,750
Otras ganancias y pérdidas operacionales, neto	(399,956)	122,594	(101,179)	-	(378,541)
Resultado de la operación	(2,457,367)	(2,521,270)	6,444,214	(9,628)	1,455,949
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	536,119	135,622	86,568	(136,385)	621,924
Gastos financieros	(1,670,443)	(451,906)	(596,133)	68	(2,718,414)
Ganancia (pérdida) por diferencia en cambio, neta	(1,897,399)	(386,801)	413,341	-	(1,870,859)
	(3,031,723)	(703,085)	(96,224)	(136,317)	(3,967,349)
Participación en las utilidades de Compañías	11,401	23,187	533	-	35,121
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(5,477,689)	(3,201,168)	6,348,523	(145,945)	(2,476,279)
Impuesto a las ganancias	1,142,825	655,660	(2,405,052)	-	(606,567)
(Pérdida) utilidad neta del periodo	(4,334,864)	(2,545,508)	3,943,471	(145,945)	(3,082,846)
(Pérdida) utilidad atribuible a:					
Los accionistas de la Compañía	(4,334,864)	(2,540,758)	3,033,841	(145,945)	(3,987,726)
Participación no controladora	-	(4,750)	909,630	-	904,880
	(4,334,864)	(2,545,508)	3,943,471	(145,945)	(3,082,846)
Información complementaria					
Depreciación, agotamiento y amortización	5,318,587	570,033	881,738	-	6,770,358

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

33.2 Ventas por producto

Las ventas por producto de cada segmento se detallan a continuación para los años terminados al 31 de diciembre de 2017, 2016 y 2015:

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2017					
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	1,334	9,588,992	-	-	9.590.326
Gasolinas y turbocombustibles	-	8,052,289	-	(1,062,102)	6.990.187
Servicio de transporte	181,384	221,910	10,597,698	(7,127,640)	3.873.352
Gas natural	2,540,233	4	-	(724,483)	1.815.754
Crudos	11,668,529	-	-	(10,758,658)	909.871
Plástico y caucho	-	833,982	-	-	833.982
G.L.P. y propano	199,796	309,823	-	-	509.619
Asfaltos	34,834	240,969	-	-	275.803
Otros	214,059	1,103,089	-	(109,903)	1.207.245
	14,840,169	20,351,058	10,597,698	(19,782,786)	26.006.139
Reconocimiento diferencial precios	-	2,229,953	-	-	2.229.953
	14,840,169	22,581,011	10,597,698	(19,782,786)	28.236.092
Ventas al exterior					
Crudos	21,426,665	52,398	-	-	21.479.063
Combustóleo	-	1,982,408	-	-	1.982.408
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,223,994	-	-	1.223.994
Destilados medios	-	1,213,740	-	-	1.213.740
Plástico y caucho	-	1,169,101	-	-	1.169.101
Gas natural	32,303	-	-	-	32.303
G.L.P. y propano	15,631	-	-	-	15.631
Amortización cobertura futuras exportaciones	(583,232)	-	-	-	(583.232)
Otros	19,393	421,364	367	-	441.124
	20,910,760	6,063,005	367	-	26.974.132
Total Ingresos	35,750,929	28,644,016	10,598,065	(19,782,786)	55,210,224

Por el año terminado al 31 de diciembre de 2016					
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	-	8,553,503	-	-	8.553.503
Gasolinas y turbocombustibles	-	6,465,939	-	(373,200)	6.092.739
Servicio de transporte	73,247	41,736	10,572,170	(6,643,869)	4.043.284
Gas natural	2,383,323	11,763	-	(406,750)	1.988.336
Plástico y caucho	-	724,708	-	-	724.708
Crudos	5,284,554	-	-	(4,730,888)	553.666
G.L.P. y propano	90,783	319,644	-	(4,558)	405.869
Asfaltos	31,277	309,123	-	-	340.400
Aromáticos	-	186,228	-	-	186.228
Combustóleo	1,382	146,866	-	-	148.248
Otros	424,952	669,568	75,793	(510,144)	660.169
	8,289,518	17,429,078	10,647,963	(12,669,409)	23.697.150
Reconocimiento diferencial precios	-	1,048,022	-	-	1.048.022
	8,289,518	18,477,100	10,647,963	(12,669,409)	24.745.172
Ventas al exterior					
Crudos	19,516,197	-	-	(2,237,618)	17.278.579
Combustóleo	-	2,158,539	-	-	2.158.539
Destilados medios	-	1,604,498	-	-	1.604.498
Plástico y caucho	-	1,171,342	-	-	1.171.342
Gasolinas y turbocombustibles	-	1,046,758	-	-	1.046.758
Gas natural	350,685	-	-	(291,876)	58.809
G.L.P. y propano	6,342	2,226	-	-	8.568
Amortización cobertura futuras exportaciones	(720,137)	-	-	-	(720.137)
Otros	25,395	353,697	814	316	380.222
	19,178,482	6,337,060	814	(2,529,178)	22.987.178
	27,468,000	24,814,160	10,648,777	(15,198,587)	47,732,350

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2015				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas nacionales					
Destilados medios	25,782	10,206,599	-	(17,157)	10,215,224
Gasolinas y turbocombustibles	-	6,464,661	-	(336,453)	6,128,208
Servicio de Transporte	118,812	198,369	10,822,078	(6,703,985)	4,435,274
Gas natural	2,198,284	-	-	(352,939)	1,845,345
Plástico y caucho	-	724,392	-	-	724,392
Crudos	5,847,368	-	-	(5,356,089)	491,279
Diesel y asfaltos	49,583	411,605	-	-	461,188
G.L.P. y propano	154,201	190,346	-	(9,053)	335,494
Otros	262,906	1,070,725	22,472	(367,757)	988,346
	8,656,936	19,266,697	10,844,550	(13,143,433)	25,624,750
Reconocimiento diferencial precios	-	441,871	-	-	441,871
	8,656,936	19,708,568	10,844,550	(13,143,433)	26,066,621
Ventas al exterior					
Crudos	21,495,762	-	-	(314,497)	21,181,265
Combustóleo	-	2,166,469	-	-	2,166,469
Comercialización de crudo	1,309,196	-	-	-	1,309,196
Plástico y caucho	-	1,096,730	-	-	1,096,730
Gas natural	233,500	-	-	(50,550)	182,950
Gasolinas y turbocombustibles	27,756	65,369	-	-	93,125
Diesel	-	81,982	-	-	81,982
Amortización cobertura futuras exportaciones	(248,698)	-	-	-	(248,698)
Otros	1,815	126,558	-	32,914	161,287
	22,819,331	3,537,108	-	(332,133)	26,024,306
	31,476,267	23,245,676	10,844,550	(13,475,566)	52,090,927

33.3 Inversión por segmentos

Los siguientes son los montos de las inversiones realizadas por cada segmento por los años finalizados al 31 de diciembre de 2016, 2015 y 2014:

2017	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Total
Propiedades, planta y equipo	927,282	606,749	829,252	2,363,283
Recursos naturales	3,568,355	-	-	3,568,355
Intangibles	154,155	4,941	16,772	175,868
	4,649,792	611,690	846,024	6,107,506

2016	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Total
Propiedades, planta y equipo	1,208,464	1,099,850	1,338,615	3,646,929
Recursos naturales	2,121,295	-	-	2,121,295
Intangibles	53,774	10,274	5,205	69,253
	3,383,533	1,110,124	1,343,820	5,837,477

2015	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Total
Propiedades, planta y equipo	2,460,975	3,590,279	2,497,679	8,548,933
Recursos naturales	5,590,321	-	-	5,590,321
Intangibles	69,126	18,494	24,635	112,255
	8,120,422	3,608,773	2,522,314	14,251,509

34. Reservas de petróleo y gas (no auditadas)

El grupo empresarial se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, enmarcados en las definiciones de la U.S. Securities and Exchange Commission (SEC). El proceso es liderado por la Gerencia de Reservas de Ecopetrol S.A. quien presenta el balance de reservas a la Junta Directiva para su aprobación.

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 2 Compañías auditoras especializadas: DeGolyer and MacNaughton y Ryder Scott Company. De acuerdo con dichas certificaciones, el reporte de reservas se ajusta al contenido y los lineamientos establecidos en la Regla 4-10 de la regulación S-X de la SEC de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad del grupo empresarial al 31 de diciembre de 2017 y 2016, la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por la Compañía:

	2017			2016		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	1,033	3,218	1,598	1,239	3,479	1,849
Revisión de estimaciones (1)	124	294	175	(50)	(23)	(54)
Recobro mejorado	72	4	73	11	1	11
Compras	3	2	4	5	5	6
Extensiones y descubrimientos	44	-	43	22	25	27
Ventas	-	-	-	(5)	(5)	(6)
Producción	(188)	(264)	(234)	(189)	(264)	(235)
Saldo final	1,088	3,254	1,659	1,033	3,218	1,598
<i>Reservas probadas desarrolladas:</i>						
Saldo inicial	779	3,131	1,329	913	3,176	1,470
Saldo final	818	3,158	1,372	779	3,131	1,329
<i>Reservas probadas no desarrolladas:</i>						
Saldo inicial	254	87	269	326	303	379
Saldo final	270	96	287	254	87	269

- (1) Representan los cambios en estimados de reservas probadas previos, hacia arriba o hacia abajo, resultado de nueva información (excepto por incremento de área probada), normalmente obtenida de perforación de desarrollo e historia de producción o resultado de cambios en factores económicos.

35. Obligaciones contractuales

La Compañía posee varios compromisos y obligaciones contractuales que pueden requerir futuros desembolsos de dinero. Los principales compromisos están relacionados con a) pagos de préstamos y financiamientos, los cuales son revelados en la nota 30.5, b) pago de beneficios a empleados post-empleo, cuyos montos para pago en los próximos 5 años son revelados en la nota 22.4 c) compromisos de pago futuros en contratos de servicios, leasing operativo, suministros de gas y energía, compra de activos y otros y d) compromisos de, actividades exploratorias y otras con la Agencia Nacional de Hidrocarburos en contratos vigentes.

36. Eventos subsecuentes

No se han presentado eventos subsecuentes a la fecha de aprobación de estos Estados Financieros Consolidados.

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Anexo 1. Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos

Compañías subsidiarias consolidadas (1/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	España	España	3,056,580	102,120	3,056,719	139
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Real	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Brasil	Brasil	36,385	(54,591)	50,933	14,548
Ecopetrol del Perú S. A.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Perú	Perú	48,969	(2,271)	51,792	2,823
Ecopetrol América Inc.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	2,964,718	163,529	3,471,770	507,052
Black Gold Re Ltd.	Dólar	100%	Reaseguradora de Ecopetrol y sus subordinadas	Bermuda	Bermuda	607,199	28,135	729,125	121,926
Ecopetrol Germany Gmbh	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Alemania	Angola	2,345	(118)	2,773	428
Hocol Petroleum Limited	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	2,386,820	(165,302)	2,386,877	57
Hocol S.A.	Dólar	100%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Islas Caimán	Colombia	1,692,465	(90,144)	2,911,506	1,219,041
Andean Chemicals Ltd.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	5,485,480	(572,066)	5,487,258	1,778
Refinería de Cartagena S. A. *	Dólar	100%	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos	Colombia	Colombia	18,167,265	48,095	26,779,628	8,612,363
Propileno del Caribe Propilco S. A.	Dólar	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia	1,522,016	160,536	1,928,502	406,486
COMAI - Compounding and Masterbatching Industry	Peso Colombiano	100%	Fabricación compuestos de polipropileno y masterbatches	Colombia	Colombia	141,580	114,241	202,936	61,356

* Información tomada de los estados financieros auditados.

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros consolidados
(Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Compañías subsidiarias consolidadas (2/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Bioenergy S. A.	Peso Colombiano	99,04%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	335,858	(237,846)	433,582	97,724
Bioenergy Zona Franca S. A. S.	Peso Colombiano	99,04%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	246,866	(197,949)	702,627	455,761
Amandine Holdings Corp.	Peso Colombiano	99,04%	En liquidación	Panamá	Panamá	6,657	-	6,657	-
Los Arces Group Corp.	Peso Colombiano	99,04%	En liquidación	Panamá	Panamá	5,100	-	5,100	-
Cenit S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Almacenamiento y Transporte por ductos de Hidrocarburos	Colombia	Colombia	14,072,668	2,989,999	15,536,448	1,463,780
Oleoducto Central S. A. - Ocesa	Dólar	72,65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	3,387,484	1,633,053	6,292,577	2,905,093
Oleoducto de los Llanos Orientales S. A. - ODL	Peso Colombiano	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Panamá	Colombia	1,106,571	321,792	1,941,239	834,668
Oleoducto de Colombia S. A. – ODC	Peso Colombiano	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	351,308	202,432	574,325	223,017
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	Peso Colombiano	55,97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	1,069,490	385,500	3,229,372	2,159,882
Ecopetrol Capital AG.	Dólar	100%	Financiación, liquidación de sociedades de grupos o cualquier tipo de empresa y toda actividad que esté relacionada con ella	Suiza	Suiza	1,240,473	145,970	5,806,746	4,566,273
Ecopetrol Global Capital SLU	Euro	100%	Vehículo de inversión	España	España	20	(51)	39	19
Esenttia Resinas del Perú	Dólar	100%	Comercialización resinas de polipropileno y masterbatches	Perú	Perú	3,866	(84)	15,981	12,115
Ecopetrol Costa Afuera SAS	Peso Colombiano	100%	Exploración en offshore	Colombia	Colombia	15,671	(69,242)	139,192	123,521
ECP Hidrocarburos de México S.A. de CV	Dólar	100%	Exploración en offshore	México	México	4,100	(3,653)	5,851	1,751

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Compañías asociadas y negocios conjuntos

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Asociadas									
Invercolsa S.A. (*)	Peso Colombiano	43%	Holding con inversiones de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia	516,640	84,628	560,368	43,728
Serviport S.A. (**)	Peso Colombiano	49%	Servicios para el apoyo de cargue y descargue de naves petroleras, suministro de equipos para el mismo propósito, inspecciones técnicas y mediciones de carga	Colombia	Colombia	20,212	2,031	70,966	50,754
Sociedad Portuaria Olefinas y Derivados S.A. (***)	Peso Colombiano	50%	Construcción, uso, mantenimiento, adecuación y administración de instalaciones portuarias, puertos, muelles privados o de servicio al público en general	Colombia	Colombia	2,847	178	3,189	342
Negocios conjuntos									
Equion Energía Limited	Dólar	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	1,433,536	134,596	1,937,913	504,377
Ecodiesel Colombia S.A. (*)	Peso Colombiano	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos	Colombia	Colombia	76,766	13,236	128,420	51,654
Offshore International Group (*)	Dólar	50%	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos	Estados Unidos	Perú	1,007,754	(178,280)	1,858,013	850,259

(*) Información disponible al 30 de noviembre de 2017

(**) Información disponible al 30 de noviembre de 2017

(***) Información disponible al 30 de noviembre de 2017

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros consolidados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Anexo 2 - Condiciones de los préstamos más significativos

Clase de crédito	Compañía	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Moneda	Valor original /nominal en moneda origen	Saldo pendiente 31-dic-2017	Saldo pendiente 31-dic-2016	Tipo de interés	Amortización del principal	Pago de interés
Bonos moneda nacional	Ecopetrol S.A.	dic-10	dic-20	COP	479,900	479,900	479,900	Flotante	Bullet	Semestral
		dic-10	dic-40	COP	284,300	284,300	284,300	Flotante	Bullet	Semestral
		ago-13	ago-18	COP	120,950	120,950	120,950	Flotante	Bullet	Semestral
		ago-13	ago-23	COP	168,600	168,600	168,600	Flotante	Bullet	Semestral
		ago-13	ago-28	COP	347,500	347,500	347,500	Flotante	Bullet	Semestral
		ago-13	ago-43	COP	262,950	262,950	262,950	Flotante	Bullet	Semestral
Crédito sindicado moneda nacional	Ecopetrol S.A. Oleoducto Bicentenario ODL Finance S.A.	may-13	may-25	COP	1,839,000	1,532,500	1,736,833	Flotante	Semestral	Semestral
		jul-12	jul-24	COP	2,100,000	1,373,750	1,549,625	Flotante	Trimestral	Trimestral
		ago-13	ago-20	COP	800,000	352,000	480,000	Flotante	Trimestral	Trimestral
Bonos moneda extranjera	Ecopetrol S.A.	jul-09	jul-19	USD	1,500 **	1,500	1,500	Fijo	Bullet	Semestral
		sep-13	sep-18	USD	350 **	350	350	Fijo	Bullet	Semestral
		sep-13	sep-23	USD	1,300 **	1,300	1,300	Fijo	Bullet	Semestral
		sep-13	sep-43	USD	850	850	850	Fijo	Bullet	Semestral
		may-14	may-45	USD	2,000 **	2,000	2,000	Fijo	Bullet	Semestral
		sep-14	may-25	USD	1,200 **	1,200	1,200	Fijo	Bullet	Semestral
		jun-15	jun-26	USD	1,500 **	1,500	1,500	Fijo	Bullet	Semestral
		jun-16	sep-23	USD	500 **	500	500	Fijo	Bullet	Semestral
		may-14	may-21	USD	500	500	500	Fijo	Bullet	Semestral
Créditos comerciales internacionales	Ecopetrol S.A.	feb-15	feb-20	USD	1,925 **	-	1,925	Flotante	Bullet	Semestral
		jul-13	jul-23	USD	245 **	147	171	Flotante	Semestral	Semestral
		jul-13	jul-19	USD	151 **	35	66	Flotante	Semestral	Semestral
		may-16	may-21	USD	300 **	-	300	Flotante	Bullet	Semestral
		feb-16	feb-21	USD	175	-	175	Flotante	Semestral	Semestral
		dic-11	dic-27	USD	2,747	2,012	2,177	Fijo	Semestral	Semestral
		dic-11	dic-27	USD	310	227	246	Flotante	Semestral	Semestral
		dic-11	dic-25	USD	440	344	374	Flotante	Semestral	Semestral

* Bullet: Valor facial es cancelado totalmente al vencimiento del préstamo.

** Deuda financiera designada como instrumento de cobertura (ver Nota 30.2).