



Ecopetrol S.A.

Estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2018

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 2018 y los correspondientes estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de doce meses 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, 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 fundamentado 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.

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 2018, los resultados consolidados de sus operaciones y los flujos consolidados de efectivo por el periodo de doce meses 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 preparados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia de Ecopetrol S.A. y sus compañías subordinadas al 31 de diciembre de 2017, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros consolidados adjuntos, fueron auditados por otro revisor fiscal designado por Ernst & Young Audit S.A.S., de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia, sobre los cuales expresó su opinión sin salvedades el 22 de febrero de 2018.

(Original firmado)

Victor Hugo Rodríguez Vargas

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 57851-T

Designado por Ernst & Young Audit S.A.S. TR-530

Bogotá, Colombia
25 de febrero de 2019

Contenido

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía	2
Estados de situación financiera consolidados	3
Estados de ganancias y pérdidas consolidados	4
Estados de otros resultados integrales consolidados	5
Estados de cambios en el patrimonio consolidados	6
Estados de flujo de efectivo consolidados	7
1. Entidad reportante	8
2. Bases de preparación y presentación	8
3. Estimaciones y juicios contables significativos	11
4. Políticas contables	15
5. Nuevos estándares y cambios normativos	33
6. Efectivo y equivalentes de efectivo	36
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	37
8. Inventarios, neto	38
9. Otros activos financieros	39
10. Impuestos	40
11. Otros activos	49
12. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	50
13. Propiedades, planta y equipo	53
14. Recursos naturales y del medio ambiente	55
15. Intangibles	57
16. Impairment de activos a largo plazo	58
17. Goodwill	64
18. Préstamos y financiaciones	64
19. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	68
20. Provisiones por beneficios a empleados	69
21. Provisiones y contingencias	74
22. Patrimonio	80
23. Ingresos de actividades ordinarias	82
24. Costo de ventas	83
25. Gastos de administración, operación y proyectos	84
26. Otros (gastos) ingresos operacionales, netos	84
27. Resultado financiero, neto	85
28. Gestión de riesgos	85
29. Partes relacionadas	91
30. Operaciones conjuntas	94
31. Información por segmentos	97
32. Reservas de petróleo y gas (no auditadas)	103
33. Eventos subsecuentes	104
Anexo 1 Compañías subsidiarias consolidadas, asociadas y negocios conjuntos	105
Anexo 2 Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales)	108

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía

A los señores Accionistas de Ecopetrol S.A.:

25 de febrero de 2019

Los suscritos Representante legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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 2018 y 2017, 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 al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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 2018 y 2017.
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.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T. P. 167682 - T

Ecopetrol S.A.

Estados de situación financiera consolidados

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
		2018	2017
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	6,311,744	7,945,885
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	8,194,243	6,098,918
Inventarios, neto	8	5,100,407	4,601,396
Otros activos financieros	9	5,321,098	2,967,878
Activos por impuestos corrientes	10	1,031,307	625,374
Otros activos	11	1,020,428	880,425
Activos mantenidos para la venta		51,385	104,140
Total activos corrientes		27,030,612	23,224,016
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	12	1,844,336	1,330,460
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	755,574	777,132
Propiedades, planta y equipo	13	62,770,279	61,359,819
Recursos naturales y del medio ambiente	14	23,075,450	21,308,265
Intangibles	15	410,747	380,226
Activos por impuestos diferidos	10	5,746,730	5,346,339
Otros activos financieros	9	2,826,717	3,565,847
Goodwill	17	919,445	919,445
Otros activos	11	860,730	681,009
Total activos no corrientes		99,210,008	95,668,542
Total activos		126,240,620	118,892,558
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	18	4,019,927	5,144,504
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19	8,945,790	6,968,207
Provisiones por beneficios a empleados	20	1,816,882	1,829,819
Pasivos por impuestos corrientes	10	1,751,300	2,005,688
Provisiones y contingencias	21	814,409	558,828
Instrumentos financieros derivados		82,554	-
Otros pasivos		393,760	339,565
Total pasivos corrientes		17,824,622	16,846,611
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	18	34,042,718	38,403,331
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19	30,522	29,469
Provisiones por beneficios a empleados	20	6,789,669	6,502,475
Pasivos por impuestos diferidos	10	738,407	812,819
Provisiones y contingencias	21	6,939,603	5,978,621
Otros pasivos		570,641	537,927
Total pasivos no corrientes		49,111,560	52,264,642
Total pasivos		66,936,182	69,111,253
Capital suscrito y pagado	22.1	25,040,067	25,040,067
Prima en emisión de acciones	22.2	6,607,699	6,607,700
Reservas	22.3	5,138,895	2,177,869
Otros resultados integrales		7,782,086	6,364,129
Resultados acumulados		12,644,860	7,708,866
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía		57,213,607	47,898,631
Interés no controlante		2,090,831	1,882,674
Total patrimonio		59,304,438	49,781,305
Total pasivos y patrimonio		126,240,620	118,892,558

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

Estados de ganancias y pérdidas consolidados

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

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de		
		2018	2017	2016
Ingresos por ventas	23	67,819,935	55,210,224	47,732,350
Costos de ventas	24	(41,169,527)	(36,893,474)	(34,236,571)
Utilidad bruta		26,650,408	18,316,750	13,495,779
Gastos de administración	25	(1,653,858)	(1,764,524)	(1,923,268)
Gastos de operación y proyectos	25	(2,903,132)	(2,926,065)	(2,751,687)
(Recuperación) gasto Impairment de activos a largo plazo	16	(346,604)	1,373,031	(841,966)
Otros (gastos) ingresos operacionales, neto	26	(35,455)	505,403	274,112
Resultado de la operación		21,711,359	15,504,595	8,252,970
Resultado financiero, neto	27			
Ingresos financieros		1,129,563	1,159,356	1,311,743
Gastos financieros		(3,511,814)	(3,665,390)	(3,463,540)
Ganancia por diferencia en cambio		372,223	5,514	968,270
		(2,010,028)	(2,500,520)	(1,183,527)
Participación en los resultados de compañías	12	154,520	32,791	(9,711)
Resultado antes de impuesto a las ganancias		19,855,851	13,036,866	7,059,732
Gasto por impuesto a las ganancias	10	(7,322,019)	(5,634,944)	(4,655,495)
Utilidad neta del periodo		12,533,832	7,401,922	2,404,237
Utilidad atribuible:				
A los accionistas		11,556,405	6,620,412	1,564,709
Participación no controladora		977,427	781,510	839,528
		12,533,832	7,401,922	2,404,237
Utilidad básica por acción (pesos)		281.1	161.0	38.1

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

Estados de otros resultados integrales consolidados

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Por los años terminados al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Utilidad neta del periodo	12,533,832	7,401,922	2,404,237
Otros resultados integrales:			
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Utilidades (pérdidas) no realizadas en operaciones de coberturas:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones	(53,596)	291,756	990,483
Inversión neta en negocio en el extranjero	(971,954)	57,997	(155,359)
Flujo de efectivo con instrumentos derivados	(52,174)	35,769	33,869
Utilidad instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable			-
Ganancia(perdidas) no realizadas		(7,828)	126,205
Ganancias (perdidas) realizadas			(68,497)
Diferencia en cambio en conversiones	2,571,290	(259,877)	(983,387)
	1,493,566	117,817	(56,686)
Elementos que no pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
(Pérdidas) ganancias actuariales	(4,290)	(1,548,043)	(1,153,442)
Otras pérdidas	-	(11,817)	(46,826)
	(4,290)	(1,559,860)	(1,200,268)
Otros resultados integrales	1,489,276	(1,442,043)	(1,256,954)
Total resultado integral	14,023,108	5,959,879	1,147,283
Resultado integral atribuible a:			
A los accionistas	12,974,362	5,170,461	340,776
Participación no controladora	1,048,746	789,418	806,507
	14,023,108	5,959,879	1,147,283

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-T

Ecopetrol S.A.

Estados de cambios en el patrimonio consolidados

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reservas	Otros resultados integrales	Resultados acumulados	Patrimonio atribuible a los accionistas de la controlante	Participación no controladora	Total Patrimonio
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
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	11,556,405	11,556,405	977,427	12,533,832
Liberación de reservas		-	-	(751,718)	-	751,718	-	-	-
Dividendos decretados	22.4	-	-	-	-	(3,659,386)	(3,659,386)	(840,626)	(4,500,012)
Otros movimientos		-	(1)	-	-	1	-	37	37
Apropiación de reservas		-	-	-	-	-	-	-	-
Legal		-	-	662,041	-	(662,041)	-	-	-
Fiscales y estatutarias		-	-	509,081	-	(509,081)	-	-	-
Ocasionales		-	-	2,541,622	-	(2,541,622)	-	-	-
Otros resultados integrales		-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias en instrumentos de cobertura:		-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	(53,596)	-	(53,596)	-	(53,596)
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	(971,954)	-	(971,954)	-	(971,954)
Flujo de efectivo con instrumentos derivados		-	-	-	(37,904)	-	(37,904)	(14,270)	(52,174)
Diferencia en cambio en conversiones		-	-	-	2,485,701	-	2,485,701	85,589	2,571,290
Pérdidas actuariales		-	-	-	(4,290)	-	(4,290)	-	(4,290)
Saldo al 31 de diciembre de 2018		25,040,067	6,607,699	5,138,895	7,782,086	12,644,860	57,213,607	2,090,831	59,304,438
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	22.4	-	-	-	-	(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:		-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	291,756	-	291,756	-	291,756
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	57,997	-	57,997	-	57,997
Flujo de efectivo de instrumentos derivados		-	-	-	25,985	-	25,985	9,784	35,769
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio		-	-	-	(7,828)	-	(7,828)	-	(7,828)
Diferencia en cambio en conversiones		-	-	-	(256,935)	-	(256,935)	(2,942)	(259,877)
Pérdidas actuariales		-	-	-	(1,548,043)	-	(1,548,043)	-	(1,548,043)
Otros movimientos		-	-	-	(11,817)	-	(11,817)	-	(11,817)
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
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		-	-	-	-	-	-	(1,029,612)	(1,029,612)
Pérdidas enjugadas con reserva legal		-	-	(3,869,907)	-	3,869,907	-	-	-
Liberación de reservas, neto		-	-	(117,819)	-	117,819	-	-	-
Otros resultados		-	-	-	-	(23,635)	(23,635)	(6,086)	(29,721)
Ganancias (pérdidas) en instrumentos de cobertura:		-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	990,483	-	990,483	-	990,483
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	(155,359)	-	(155,359)	-	(155,359)
Flujo de efectivo de instrumentos derivados		-	-	-	24,546	-	24,546	9,323	33,869
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio		-	-	-	57,708	-	57,708	-	57,708
Diferencia en cambio en conversiones		-	-	-	(941,043)	-	(941,043)	(42,344)	(983,387)
Pérdidas actuariales		-	-	-	(1,153,442)	-	(1,153,442)	-	(1,153,442)
Otros movimientos		-	-	-	(46,826)	-	(46,826)	-	(46,826)
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

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-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		
		2018	2017	2016
Flujos de efectivo proveído de las actividades de operación:				
Utilidad neta del periodo		12,533,832	7,401,922	2,404,237
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Gasto por impuesto a las ganancias	10	7,322,019	5,634,944	4,655,495
Depreciación, agotamiento y amortización	13, 14, 15	7,689,998	8,266,495	7,592,149
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	27	(372,223)	(5,514)	(968,270)
Costo financiero de préstamos y financiaciones	27	2,399,414	2,385,994	2,765,024
Costo financiero de beneficios post-empleo y costos de abandono	27	668,782	753,047	580,491
Pozos secos	14	898,924	898,264	342,691
(Utilidad) pérdida en venta o retiro de activos no corrientes		(504)	26,686	78,990
Pérdida en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas		12,065	(451,095)	-
Recuperación de impairment de activos de corto plazo		136,044	30,600	74,393
Recuperación de impairment de activos de largo plazo	16	346,604	(1,373,031)	841,966
Utilidad por valoración de activos financieros		(92,906)	(104,706)	(59,593)
Utilidad por método de participación patrimonial	12	(154,520)	(32,791)	9,711
Pérdida (utilidad) en venta de activos mantenidos para la venta		(358)	(166,389)	-
Utilidad realizada en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	(13,236)	(47,129)
Utilidad por ineffectividad en coberturas		34,892	13,707	-
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones		655,533	583,232	720,137
Impuesto de renta pagado		(6,650,116)	(4,217,303)	(4,347,364)
Cambios netos en activos y pasivos de operación:				
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		(1,946,745)	(2,189,473)	(1,400,583)
Inventarios		(448,135)	(323,626)	(217,198)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		1,355,175	21,417	(619,131)
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(1,413,915)	(493,533)	2,547,232
Provisiones corrientes por beneficios a empleados		(181,060)	(227,384)	(11,677)
Provisiones y contingencias		(181,761)	104,135	(827,153)
Otros activos y pasivos		(218,543)	451,264	118,522
Efectivo neto generado por las actividades de operación		22,392,496	16,973,626	14,232,940
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Inversión en compañías		-	-	-
Inversión en propiedades, planta y equipo	13	(3,302,929)	(2,363,283)	(3,646,929)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	14	(5,051,828)	(3,426,405)	(2,121,295)
Adquisición de participaciones en operaciones conjuntas		-	(141,950)	-
Adquisiciones de intangibles	15	(105,669)	(175,868)	(69,253)
(Compra) venta de otros activos financieros		(843,611)	564,754	(5,446,507)
Intereses recibidos		383,624	405,562	386,001
Dividendos recibidos		108,991	270,136	437,803
Producto de la venta de activos mantenidos para la venta		-	159,041	-
Producto de la venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	56,930	966,715
Producto de la venta de activos		169,317	267,324	109,896
Efectivo neto usado en actividades de inversión		(8,642,105)	(4,383,759)	(9,383,569)
Flujo de efectivo en actividades de financiación:				
Adquisición de préstamos y financiaciones		517,747	444,827	4,594,640
Pagos de capital		(9,270,262)	(9,007,340)	(3,149,917)
Pagos de intereses		(2,610,562)	(2,696,979)	(2,495,446)
Dividendos pagados		(4,427,701)	(1,504,647)	(1,712,298)
Efectivo neto usado en actividades de financiación		(15,790,778)	(12,764,139)	(2,763,021)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		406,246	(290,310)	(226,333)
Disminución neta en el efectivo y equivalentes de efectivo		(1,634,141)	(464,582)	1,860,017
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	6	7,945,885	8,410,467	6,550,450
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo		6,311,744	7,945,885	8,410,467

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros consolidados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

(Original firmado)
Alberto Vargas Peñalosa
Contador Público
T.P. 167682-T

(Original firmado)
Víctor Hugo Rodríguez Vargas
Revisor Fiscal
T.P. 57851-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 preparación y presentación

2.1 Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros consolidados

Estos estados financieros consolidados de Ecopetrol y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y por los años finalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016, han sido preparados de acuerdo con los principios y normas de contabilidad e información financiera aceptados en Colombia (NCIF), reglamentadas en el Decreto 2420 de 2015, modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017 y 2483 de 2018. Estas normas están fundamentadas 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). 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.

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

Estos estados financieros consolidados fueron autorizados para su revisión por la Junta Directiva el 25 de febrero del 2019.

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 el Grupo:

- 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. El Grupo 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:

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

- 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.

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 subsidiarias fueron incorporadas:

2018

- Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P., cuyo objeto social es la comercialización de energía eléctrica para el Grupo Empresarial en los términos de las Leyes 142 y 143 de 1994. Ecopetrol tiene una participación directa del 99% en el capital accionario de la nueva filial, e indirecta del 1% restante a través de Andean Chemicals Ltd.

2017

- Esenttia Resinas del Perú SAC: Subsidiaria cuyo objeto es la comercialización de polipropileno, resinas y masterbatch en Perú.
- ECP Hidrocarburos México S.A. de CV: Subsidiaria de Exploración y Producción.

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 se recibiría al vender un activo o se pagaría al 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

Los estados financieros consolidados se presentan en pesos colombianos, la cual es la moneda funcional de Ecopetrol. 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 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

Las transacciones en moneda extranjera son inicialmente reconocidas por el grupo en la respectiva moneda funcional al tipo de cambio vigente de la fecha en que se realiza la transacción. 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 consolidado como parte del resultado de la operación.

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. La ganancia o pérdida que surge de la conversión de partidas no monetarias medidas a valor razonable se trata en línea con el reconocimiento de la ganancia o pérdida por valor razonable del bien.

2.6 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

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

Un activo o un pasivo es clasificado como corriente 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 de reporte
- 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 de reporte
- En el caso de un pasivo no existe el derecho incondicional de diferir la liquidación del pasivo durante al menos doce meses después del período de reporte

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 neta por acción

La utilidad neta por acción se calcula como el cociente entre el resultado neto del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A. y el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho periodo. No existe dilución potencial de acciones.

2.8 Reclasificaciones para presentación

Para propósitos de presentación, el Grupo reclasificó los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2017, compensando los impuestos diferidos recaudados por la misma autoridad tributaria. Lo anterior no tuvo impacto material en las partidas de activos y pasivos por impuestos diferidos, ni tampoco en los estados de ganancias y pérdidas, otros resultados integrales, cambios en el patrimonio ni flujos de efectivo. Ver Nota 10 – Impuestos.

3. Estimaciones y juicios contables significativos

La preparación de los estados financieros consolidados requiere que la Gerencia de la Compañía realice juicios, estimaciones y suposiciones para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos reconocidos en los estados financieros consolidados y sus revelaciones. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, la experiencia de la gerencia y otros factores en la fecha de preparación de los estados financieros. La incertidumbre sobre los supuestos y las estimaciones podrían resultar en cambios materiales futuros que afecten el valor de activos o pasivos. Los cambios a estas estimaciones son reconocidas prospectivamente en el periodo en el cual la estimación es revisada.

En el proceso de aplicación de las políticas contables del Grupo, la Gerencia ha realizado los siguientes juicios y estimaciones, los cuales han tenido el efecto más significativo en los montos reconocidos en los estados financieros consolidados:

3.1 Reservas de petróleo y gas natural

Las reservas de petróleo y gas natural son estimados del monto de hidrocarburos que pueden ser económica y legalmente extraídos de las propiedades de crudo y gas del Grupo.

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, las reservas probadas disminuyen en la medida en que los precios bajan y aumentan cuando suben los precios.

La estimación de reservas es un proceso inherentemente complejo e involucra el uso de juicios profesionales. Estas estimaciones 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 disminución 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, los cuales son calculados usando el método de unidades de producción.

La información sobre el valor en libros de los activos de exploración y producción y los montos con cargo a resultados, incluyendo la depreciación y amortización, es presentada en las Notas 13 y 14.

3.2 Impairment (recuperación) del valor de los activos

La Gerencia del Grupo utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de indicios de gasto (recuperación) de impairment con base en factores internos y externos.

Cuando exista un indicador de impairment o recuperación de un impairment de períodos anteriores, el Grupo estima el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo (UGE), el cual corresponde al mayor 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, (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. 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 si debe recuperarse algún impairment de períodos anteriores.

Una pérdida por impairment reconocida previamente se revierte solo si ha habido un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable de los activos o UGEs desde que se reconoció la última pérdida por impairment. La reversión está limitada de modo que el valor en libros de un activo o UGE, diferente al goodwill, no exceda su importe recuperable, o el valor en libros que se hubiera determinado (neto de amortización o depreciación) si no se hubiera reconocido una pérdida en períodos 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 Gerencia 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.

Estas estimaciones y supuestos están sujetos a riesgo e incertidumbre. Por tanto, existe la posibilidad que cambios en las circunstancias afecten estas proyecciones, que también puede afectar el monto recuperable de los activos y/o UGEs, así como también puede afectar el reconocimiento de una pérdida por deterioro o la reversión del deterioro del período anterior.

3.3 Costos de exploración y evaluación

La aplicación de la política contable del Grupo para los costos de exploración y evaluación requiere juicio al determinar si los beneficios económicos futuros son probables, ya sea por una futura explotación o venta, o si las actividades no han alcanzado una etapa que permita una evaluación razonable de la existencia de reservas. Ciertos costos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente cuando se espera que surjan reservas comercialmente viables. El Grupo utiliza su juicio profesional sobre eventos y circunstancias futuras y hace estimaciones para evaluar anualmente la generación de beneficios económicos futuros para la extracción de recursos petroleros, así como análisis técnicos y comerciales para confirmar su intención de continuar su desarrollo. Los cambios con respecto a la información disponible, como el nivel de éxito de perforación o los cambios en la economía del proyecto, los costos de producción y los niveles de inversión, así como otros factores, pueden resultar a que los costos de perforación de exploración capitalizados, se reconozcan en el resultado del periodo. Los gastos por pozos secos se incluyen en las actividades de operación en el estado consolidado de flujos de efectivo.

3.4 Determinación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGEs)

La asignación de activos en UGEs 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 Gerencia monitorea las operaciones. Ver nota 4.12 – Impairment del valor de los activos.

3.5 Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de petróleos, el Grupo debe asumir 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.

Los costos de abandono y desmantelamiento son registrados cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas relacionadas con el desmantelamiento de componentes de pozos, ductos, inmuebles y equipo y son revisados anualmente.

Los cálculos para estas estimaciones son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia. Los costos finales de desmantelamiento son inciertos y las estimaciones pueden variar en respuesta a muchos factores, incluidos los cambios en los requisitos legales pertinentes, el surgimiento de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros sitios de producción. El tiempo esperado, la extensión y el monto del gasto también pueden cambiar, por ejemplo, en respuesta a cambios en las proyecciones de costos internos, cambios en las estimaciones de reservas, tasas de inflación futuras y tasas de descuento. El Grupo considera que los costos de abandono y desmantelamiento son razonables, según la experiencia del grupo y las condiciones del mercado, sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados para el cálculo de la estimación podrían impactar significativamente los montos registrados en los estados financieros consolidados.

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 Gerencia 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 las mismas.

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.

3.7 Impairment de goodwill

El Grupo realiza en diciembre de cada año la prueba anual de impairment del goodwill para evaluar si el valor en libros es recuperable. El goodwill 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. El Grupo 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 goodwill.

3.8 Litigios

El Grupo está sujeto a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras reclamaciones que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La Gerencia evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se estos materialicen y los montos involucrados, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en estados financieros consolidados.

Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra del Grupo y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando el Grupo 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. 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 del Grupo 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 del Grupo 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 Gerencia, 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 Gerencia. 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 períodos 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 miden 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.

Todos los activos financieros se reconocen inicialmente al valor razonable. Los préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Los instrumentos de patrimonio se miden a valor razonable.

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 consolidados 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. El valor razonable de los instrumentos negociables del Grupo se basa en entradas de nivel 1.
- Nivel 2: Técnicas de valoración para las cuales se observa directa o indirectamente la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable. 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 los mismos términos contractuales.

Los contratos de derivados para los cuales no se dispone de un precio de mercado cotizado, las estimaciones del valor razonable generalmente se determinan utilizando modelos y otros métodos de valoración basados técnicas de valor presente, cuyos insumos clave incluyen precios futuros, estimaciones de volatilidad, correlación de precios, riesgo de crédito de contraparte y liquidez del mercado, según corresponda.

- Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable no observable. El Grupo no utiliza entradas a nivel 3 para sus mediciones de activos y pasivos financieros. El Grupo puede utilizar entradas a nivel 3 para el cálculo del valor recuperable de ciertos activos no financieros para propósitos de determinación del impairment.

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 de activos financieros

El Grupo reconoce el valor de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo de acuerdo con el enfoque simplificado. Las pérdidas crediticias del activo se reconocen antes que un instrumento pase a estar en mora. Para determinar el riesgo crediticio se utiliza la información razonable y sustentable que se refiera al comportamiento histórico y variables que indiquen que exista riesgo en el futuro.

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

El Grupo 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.

El Grupo continúa reconociendo el activo hasta llevar a cabo la transferencia sustancial de todos los riesgos del instrumento financiero.

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 a cambios significativos de su valor.

4.1.2 Activos financieros

El Grupo 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-medición 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 gerencia del Grupo no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las pérdidas ganancias no realizadas se reconocen en el otro resultado integral, se acredita la reserva hasta que la inversión se dé de baja, momento en el cual, las ganancias o pérdidas acumuladas se reconocen en los resultados; cuando se determina que la inversión está deteriorada, la pérdida acumulada se reclasifica del patrimonio a los resultados.

c) Préstamos, 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. 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 el Grupo 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. Después del reconocimiento inicial, los créditos y bonos que devengan intereses se miden posteriormente a 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 consolidado de pérdidas y ganancias.

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 consolidado de ganancias o pérdidas.

4.1.4 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente en el estado consolidado de situación financiera consolidado 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 consolidado 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, El Grupo 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.

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 afecta los resultados del ejercicio. 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 consolidado se mantiene por separado en patrimonio hasta que la transacción se reconozca en el estado de pérdidas y ganancias consolidado. 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 28 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 consolidado de pérdidas y ganancias 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 más bajo entre el costo o valor neto realizable.

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 costo de transporte.

El costo 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 (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 registran como gastos, mantenimiento o proyectos en la medida en que dichos inventarios se consuman.

El Grupo estima el valor neto realizable de los inventarios al final de cada 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 de la rebaja de valor se revierte. La reversión no puede ser mayor que el monto de la rebaja de valor registrada originalmente, 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 conjunto, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas de la participada o es un miembro del personal clave de la gerencia (o familiar cercano del personal clave). El Grupo 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.

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 intervenir en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, sin llegar a tener control o control conjunto sobre las mismas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto.

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, posteriormente la inversión es ajustada para reconocer la participación del Grupo en los activos netos de la asociada desde la fecha de adquisición. El goodwill relacionado se incluye en el importe en libros de la inversión y no se evalúa su impairment de forma separada.

La participación del Grupo en los resultados de las operaciones de la asociada se reconoce en el estado consolidado de pérdidas y ganancias. Cualquier cambio en otro resultado integral se registra en el otro resultado integral del Grupo.

Después de la aplicación del método de participación, el Grupo determina si es necesario reconocer una pérdida por impairment de su inversión en su asociada, en cada fecha de presentación, el Grupo 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 consolidado de pérdidas y ganancias.

Cuando es necesario, el Grupo realiza ajustes a las políticas contables de las asociadas para garantizar la consistencia con las políticas adoptadas por el Grupo. 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 conjunto y tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. El control conjunto se presenta solo cuando las decisiones sobre las actividades relevantes 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 de actividades ordinarias, 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 de actividades ordinarias, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en los ítems correspondientes a activos, pasivos, gastos, costos e Ingresos de actividades ordinarias.

Cuando el Grupo 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 estado de otros resultados integrales consolidado del periodo.

El exceso del valor de la contraprestación transferida y el importe pagado en la operación se reconoce como goodwill. 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 otros resultados integrales 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 y no 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) y 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 de los bienes.

Las piezas de repuesto y el equipo auxiliar se registran como inventarios, y se reconocen como gasto en la medida que 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 usando 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	11 - 60 años
Ductos, redes y líneas	11 - 50 años
Edificaciones	11 - 50 años
Otros	6 - 40 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

El Grupo 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 el estado de otros resultados integrales consolidado.

Los costos de exploración incurridos con el objetivo de identificar áreas con perspectivas de contener reservas de petróleo crudo o gas incluyendo geología y geofísica, sísmica, viabilidad y otros, se reconocen como gastos cuando se incurren. Los desembolsos asociados con la perforación de pozos exploratorios y aquellos relacionados con pozos estratigráficos de naturaleza exploratoria son registrados como activos hasta que se determine si son comercialmente viables; de lo contrario, se registran en 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.

Los costos capitalizados también incluyen el valor de los ingresos obtenidos neto de los costos por la venta de crudo de pruebas extensas, por cuanto se consideran necesarios para completar el activo.

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 consolidados.

Las reservas son auditadas por consultores externos reconocidos internacionalmente y aprobadas por la Junta Directiva. 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) del valor de los 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 al Grupo 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 el Grupo tiene la intención de continuar a futuro con su ejecución, no son considerados como activos calificados para el propósito de capitalizar los costos por 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 Goodwill

El goodwill se mide inicialmente al costo (que corresponde al exceso entre la contraprestación transferida y el monto reconocido por intereses no controlantes y cualquier interés anterior mantenido sobre los activos netos identificables 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 revisa anualmente su impairment.

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 del activo. Los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Los activos mantenidos bajo arrendamiento financiero, cuando el Grupo es arrendatario, se reconocen en el estado consolidado 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 el Grupo 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 registran directamente a resultados.

Los pagos por arrendamientos operativos se registran como un gasto sobre una base lineal, durante el plazo del arrendamiento, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de prorratio, 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 incurren.

4.12 Impairment del valor de los activos

Con el fin de evaluar la recuperabilidad de los activos tangibles e intangibles, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con el importe recuperable por lo menos en cada fecha de cierre del período, 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 (UGEs) siempre que los mismos, individualmente considerados, no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGEs. 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 consolidados del periodo.

El valor razonable menos los costos de disposición son usualmente mayores que el valor en uso para el segmento de producción debido a algunas restricciones significativas en la estimación de los flujos de caja futuros, como son: a) futuras inversiones de capital que mejoren el desempeño de la UGE que puedan resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo, b) partidas antes de impuestos que reflejan riesgos de negocio específicos, lo que resulta en una mayor tasa de descuento.

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.

El valor razonable menos los costos de disposición, descritos arriba, es comparado con múltiplos de valoración y precios de cotización de las acciones en empresas comparables a Ecopetrol, con el objetivo de determinar si es razonable. En el caso de los activos o UGEs 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.

Una vez que se ha registrado una pérdida por impairment, el gasto por amortización futura se calcula sobre la base del importe recuperable ajustado. Las pérdidas por impairment solo pueden revertirse si la recuperación está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después de que se reconoció la pérdida. 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.

El valor en libros de los activos no corrientes reclasificados como activos mantenidos para la venta, se compara con el valor razonable menos los costos de disposición. No se registra ninguna otra provisión por depreciación 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 el Grupo 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.

El reconocimiento de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y el Grupo usa toda la información disponible 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 prácticamente cierto. El importe reconocido para el activo no debe exceder el importe de la provisión

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones son descontadas 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 otros resultados integrales consolidado.

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 abandono y desmantelamiento 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 fiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan suficiente información disponible 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 su correspondiente propiedad, planta y equipo o recursos naturales y ambientales. Cuando se presenta una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productivo que excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de otros resultados integrales 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 (renta y CREE) del periodo corriente 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 otro resultado integral. 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

El Grupo 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 consolidado de resultados integrales, debido a: partidas de ingresos o gastos imponibles 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 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 imponibles. 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 esperan aplicar durante los años en los que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas.

El valor en libros de los activos 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 para realizar el activo.

En el estado de situación financiera consolidado, los activos por impuestos diferidos se compensan con los pasivos por impuestos diferidos, dependiendo de la posición fiscal en la entidad que los genera.

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

El Grupo 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.

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 Ecopetrol, 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 beneficios 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.

b) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

En los planes de beneficios definidos, el Grupo 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 consolidados, 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 consolidado 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 incrementos futuros de salarios y pensiones se vinculan con los índices de inflación futuros esperados para cada país. La Nota 20 – Provisiones por beneficios a empleados provee más detalles sobre los supuestos clave utilizados.

Los valores reconocidos en el estado de ganancias y pérdidas consolidado 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 remediciones 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.

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 usando una tasa de descuento basada en bonos del Gobierno Colombiano.

(a) 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. El Grupo reconoce en el estado de ganancias y pérdidas consolidado el costo del servicio, el costo financiero neto y los ajustes a la obligación del plan de beneficio definido.

(b) Beneficios por terminación

Un plan de beneficio por terminación laboral es reconocido sólo cuando existe un plan detallado para dicho proceso y no exista posibilidad de retirar la oferta. El Grupo 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 procedentes de contratos con clientes

El negocio del Grupo Empresarial Ecopetrol se fundamenta en tres fuentes principales de ingreso con clientes: 1) venta de crudo y gas, 2) servicios asociados al transporte de hidrocarburos y 3) venta de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles. Estas fuentes de ingresos obedecen a modalidades de contratos tales como suministro de productos, nominaciones y órdenes de venta. El ingreso generado es reconocido cuando el control de los bienes y servicios es transferido al cliente en un valor que refleje la contraprestación que el Grupo espera recibir a cambio de tales productos y servicios.

Venta de crudo y gas

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas, se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, considerados sus riesgos y beneficios, cumpliendo así con la obligación de desempeño que tiene el Grupo con sus clientes.

Para algunos contratos de suministro de gas con periodo de reposición, se discrimina entre las cantidades de gas consumidas y no consumidas, para reconocer el respectivo ingreso o pasivo por las cantidades que se solicitarán a futuro. Una vez el cliente reclame este gas, se reconoce el ingreso.

Servicios asociados al Transporte de Hidrocarburos

Los ingresos por servicios de transporte se reconocen en la medida en que se presta el servicio al cliente y no existan condiciones contractuales que impidan reconocer el ingreso. Las compañías del Grupo asumen un rol de principal en la prestación de estos servicios.

Los contratos Ship/Take or Pay de venta de productos, almacenamiento y transporte especifican cantidades mínimas de producto o servicio que pagará un cliente, incluso si este no los recibe o los usa (cantidades deficientes). Si el Grupo espera que el cliente recupere todas las cantidades deficientes a las que tiene derecho contractualmente, cualquier cargo recibido relacionado con las deficiencias temporales que se compensarán en un periodo futuro, se diferirá y se reconocerá ese monto como ingreso cuando ocurra cualquiera de las siguientes situaciones:

- a) El cliente ejerce el derecho ó
- b) La posibilidad de que el cliente ejerza el derecho a los volúmenes o servicios de deficiencia es remota.

Productos Refinados y Biocombustibles

En el caso de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles, tales como combustóleos, asfaltos, polietilenos, G.L.P. y propanos y gasolinas entre otros, 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.

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, producto de haber cumplido con las obligaciones con los clientes.

En cumplimiento con la normatividad local vigente, Ecopetrol comercializa 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 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, 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.

De acuerdo con los perfiles de riesgo, el Grupo Empresarial maneja sistemas de pago anticipado para algunos de sus contratos con clientes.

Componente financiero significativo

Generalmente el cumplimiento de las obligaciones de desempeño y los pagos recibidos de clientes se ejecutan en un corto plazo, por lo cual no existen operaciones que contengan un componente financiero significativo que requiera de algún ajuste de la contraprestación a su valor presente.

Consideraciones variables

Al momento cumplir con las obligaciones establecidas en los contratos con clientes, vía la entrega del producto o la prestación del servicio, pueden existir componentes variables del precio de la transacción tales como el tipo de cambio en las exportaciones de crudo o la fluctuación de precios internacionales. En estos casos, el Grupo efectúa la mejor estimación del precio de la transacción que refleje los bienes y servicios transferidos a los clientes.

En cuanto a las cláusulas de los contratos firmados con clientes, no se contemplan consideraciones variables asociadas a derechos de reembolso, rebajas o descuentos que requieran de una estimación.

Consideraciones no monetarias

El Grupo Empresarial establece dentro de sus contratos con clientes que la contraprestación será monetaria en todos sus casos, por lo cual no hay consideraciones asociadas a pagos en especie.

Anticipos de clientes

Corresponden a obligaciones contractuales en las cuales el Grupo recibió recursos monetarios de clientes para efectuar posteriormente la transferencia de los bienes y servicios. Estos anticipos realizados por los clientes hacen parte de las políticas y evaluación de riesgo definidas por el Grupo Empresarial.

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 financiaciones, excepto los que son capitalizados como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medidos 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

El Grupo 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 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, petroquímica y biocombustibles:** 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

5.1 Normas y enmiendas aplicables a partir del 1 de enero de 2019

De acuerdo con lo indicado en los Decretos 2170 de 2017 y 2483 de 2018, se relacionan a continuación las normas emitidas aplicables a partir de 2019. El impacto de estas normas está en proceso de evaluación por parte de la Gerencia de la Compañía; no obstante en la sección 5.2, se detallan los impactos esperados de la NIIF 16 - Arrendamientos:

- NIIF 16 – Arrendamientos: Reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los arrendamientos. La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los arrendamientos. El objetivo es asegurar que los arrendatarios y arrendadores proporcionen información relevante de forma que represente fielmente esas transacciones. Esta información proporciona una base a los usuarios de los estados financieros para evaluar el efecto que los arrendamientos tienen sobre la situación financiera, el rendimiento financiero y los flujos de efectivo de la entidad.
- NIC 40 – Propiedades de inversión: Transferencias de propiedades de inversión. Modifica el párrafo 57 de forma que se refleje el principio de que un cambio de uso implicaría: (a) una evaluación de si una propiedad cumple, o ha dejado de cumplir, la definición de propiedad de inversión; y (b) contar con evidencia que apoye que ha ocurrido ese cambio de uso. Mediante la aplicación de este principio una entidad transferirá propiedades en construcción o desarrollo a, o desde, propiedades de inversión cuando, y solo cuando, exista un cambio de uso de esta propiedad apoyado por evidencia.
- NIIF 4 – Contratos de seguro. Aplicación de la NIIF 9 Instrumentos Financieros con la NIIF 4 Contratos de seguro. Aborda las preocupaciones sugeridas de las diferentes fechas de vigencia de la NIIF 9 y la próxima norma sobre contratos de seguro. Las modificaciones incluyen una exención temporal de la NIIF 9 para las aseguradoras que cumplan criterios especificados y una opción de que apliquen el enfoque de la superposición a activos financieros designados.
- IFRIC 23 – Incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias: Esta interpretación tiene como finalidad aclarar cómo aplicar los requerimientos de reconocimiento y medición de la NIC 12 cuando existe incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias.

Cuando existe incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias, la Compañía deberá determinar si considera cada tratamiento impositivo incierto por separado o en conjunto con otro u otros tratamientos impositivos inciertos sobre la base del enfoque que mejor prediga la resolución de la incertidumbre. Ecopetrol evaluará nuevamente un juicio o estimación requerida por esta Interpretación si cambian los hechos y circunstancias sobre los que se basaron el juicio o la estimación o como resultado de nueva información que afecte al juicio o estimación

Por otra parte, al evaluar si y cómo un tratamiento impositivo incierto afecta la determinación de la ganancia fiscal (pérdida fiscal), las bases fiscales, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas fiscales, una entidad supondrá que una autoridad fiscal inspeccionará los importes que tiene derecho a examinar y tendrá conocimiento total de toda la información relacionada cuando lleve a cabo esas revisiones.

Esta interpretación deberá ser aplicada para los períodos anuales que comiencen el 1° de enero de 2019.

- Mejoras Anuales a las Normas NIIF Ciclo 2014 – 2016:
 - Modificaciones a la NIIF 1 - Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera: Eliminación de exenciones a corto plazo para las entidades que adoptan por primera vez las Normas NIIF.
 - Modificaciones a la NIIF 12 - Información a revelar sobre participaciones en otras entidades. Aclaración del alcance de la norma.

- Modificaciones a la NIC 28 - Inversiones en asociadas y negocios conjuntos: Medición a valor razonable de una asociada o negocio conjunto.
- Modificaciones a la NIC 28 - Participaciones de largo plazo en asociadas y negocios conjuntos. Las modificaciones aclaran que las empresas contabilizan los intereses a largo plazo en una asociada o empresa conjunta, a la que no se aplica el método de participación, utilizando la NIIF 9. El IASB también dio a conocer un ejemplo que ilustra cómo las empresas aplican los requisitos de la NIIF 9 y la NIC 28 a los intereses a largo plazo en una empresa asociada o conjunta.
- Modificaciones a la NIIF 9 - Características de cancelación anticipada con compensación negativa. Las modificaciones a la NIIF 9 permiten a las empresas medir activos financieros, cancelados anticipadamente con compensación negativa a costo amortizado o valor razonable, a través de otro resultado integral si se cumple una condición específica; en lugar de hacerlo a valor razonable con beneficio o pérdida.
- Mejoras al ciclo 2015-2017:
 - Modificación a la NIC 12 – Impuesto a las Ganancias: Consecuencias en el impuesto a las ganancias de los pagos por instrumentos financieros clasificados como patrimonio.
 - Modificación a la NIC 23 - Costos por préstamos. Costos por préstamos susceptibles de capitalización.
 - Modificaciones a la NIIF 3 – Combinación de negocios y Modificaciones a la NIIF 11 – Acuerdos conjuntos. Participaciones anteriormente mantenidas en una operación conjunta.

5.2 Impacto de la adopción de nuevas normas (NIIF 16)

NIIF 16 “Arrendamientos” fue emitida en enero de 2016 y reemplaza la NIC 17 “Arrendamientos”, CINIIF 4 “*Determinación de si un acuerdo contiene un contrato de arrendamiento*”, SIC-15 “Arrendamientos operacionales – Incentivos” y SIC-27 “Evaluación de la parte de las transacciones que involucran de forma legal un arrendamiento”. La NIIF 16 fija los principios de reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos y requiere a los arrendatarios contabilizar todos sus arrendamientos bajo un modelo de registro en balance similar al registro de los arrendamientos financieros bajo NIC 17. El estándar incluye dos exenciones de reconocimiento para los arrendatarios - los arrendamientos de activos “de bajo valor” y los arrendamientos a corto plazo (término de arriendo de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, un arrendatario reconocerá una obligación correspondiente al total de pagos del arrendamiento y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el término de arriendo. Se requerirá que los arrendatarios reconozcan separadamente el costo de interés sobre la obligación y el costo de depreciación al activo por derecho de uso.

Los arrendatarios deberán remedir la obligación de arrendamiento ante la ocurrencia de ciertos acontecimientos (p.ej., un cambio del término de arriendo, un cambio de los futuros pagos de arriendo que son resultado de un cambio de un índice o la tasa usada para determinar aquellos pagos). El arrendatario generalmente reconocerá el monto de la nueva medición de la obligación de arriendo como un ajuste al activo por derecho de uso.

La contabilidad del arrendador bajo NIIF 16 no tendrá mayores modificaciones con respecto a la contabilidad actual bajo NIC 17. Los arrendadores seguirán clasificando todos los arrendamientos usando el mismo principio de clasificación que en NIC 17 y se distinguirán entre dos tipos de arriendos: operativos y arrendamientos financieros.

La NIIF 16, efectiva para los periodos anuales que comienzan el 1 de enero de 2019 o siguientes, requiere a arrendatarios y arrendadores hacer revelaciones más extensas que bajo NIC 17.

Transición a NIIF 16

Ecopetrol aplicará la NIIF 16 a partir del 1 de enero de 2019, utilizando el enfoque retrospectivo modificado, sobre los contratos anteriormente identificados como arrendamientos bajo NIC 17 e IFRIC 4.

La Compañía ha optado por utilizar las exenciones permitidas por el estándar de arrendamientos para los contratos en los cuales el periodo de ejecución es menor a 12 meses y los contratos en los cuales el activo subyacente es considerado de bajo valor (por ejemplo: computadores, teléfonos móviles, impresoras, fotocopadoras, etc.)

Igualmente, se ha evaluado el impacto estimado que la aplicación inicial de la NIIF 16 tendrá en la situación financiera balance y los resultados financieros al 1 de enero de 2019, como se describe a continuación. Los impactos finales de adopción pueden variar dado que las nuevas políticas contables están sujetas a cambios hasta que el Grupo presente sus primeros estados financieros en 2019.

Arrendamientos en los que Ecopetrol es un arrendatario

Ecopetrol reconocerá nuevos activos y pasivos derivados de sus arrendamientos operativos principalmente para los siguientes tipos de activos:

- ✓ Bienes inmuebles
- ✓ Vehículos
- ✓ Plantas de generación de energía
- ✓ Plantas de tratamiento de agua
- ✓ Helicópteros
- ✓ Derechos de uso en contratos de asociación

Ecopetrol ha reconocido los gastos de arrendamiento operativo en línea recta durante el plazo del arrendamiento. La naturaleza de los gastos relacionados con los arrendamientos mencionados cambiará, debido a que Ecopetrol reconocerá un cargo por amortización para los activos de derecho de uso y el gasto financiero por los de los pasivos por arrendamiento.

Fundamentado en la información actualmente disponible, el Grupo Empresarial estima que reconocerá activos por derecho de uso por un valor aproximado de \$506 mil millones al 1 de enero de 2019, cuya contrapartida serán los pasivos por arrendamiento, y los cuales no son considerados materiales.

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

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Bancos y corporaciones	4,511,078	5,484,981
Inversiones financieras de corto plazo	1,799,597	2,459,438
Caja	1,069	1,466
	6,311,744	7,945,885

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

Se incluyen recursos restringidos al 31 de diciembre de 2018 por \$92,331 (2017 – \$96,758), principalmente destinados para el pago exclusivo de capital e intereses de préstamos incurridos por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. y Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. El uso de las inversiones financieras a corto plazo depende de los requerimientos de liquidez del Grupo.

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 2018 fue del 3% (2017 – 4.2%).

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

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
AAA	3,092,236	2,807,170
BBB	1,305,037	-
A-1	512,757	-
A1	394,696	1,937,346
BRC1+	470,623	1,152,593
F1+	222,454	-
A-2	147,186	-
AA	107,520	-
F1	48,566	896,231
A1	-	985,368
Aa3	-	99,029
Aa2	-	27,868
A-2	-	27,350
F2	-	180
Sin calificación disponible	10,669	12,750
	6,311,744	7,945,885

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 28.2.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Corriente		
Cientes		
Exterior	2,404,531	2,052,829
Nacionales	1,512,821	1,533,058
Fondo de estabilización de precios (1)	3,828,691	2,256,312
Servicios industriales	154,152	26,223
Cuentas por cobrar a empleados	78,459	34,461
Partes relacionadas (Nota 29)	23,480	23,013
Deudores varios	192,109	173,022
	8,194,243	6,098,918
No corriente		
Cuentas por cobrar a empleados	470,609	484,504
Partes relacionadas (Nota 29)	117,824	154,810
Fondo de estabilización de precios (1)	-	77,510
Deudores varios	167,141	60,308
	755,574	777,132

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

- (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 del Grupo.

El valor en libros de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar se aproxima a su valor razonable.

El Movimiento de la provisión por deterioro de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar por deudas de difícil cobro es como sigue:

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Saldo inicial	170,016	144,329
Adiciones de provisiones	107,725	35,229
Castigo de cartera y utilizaciones	(9,087)	(9,542)
Saldo final	268,654	170,016

8. Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Crudo	1,958,572	1,836,363
Combustibles y petroquímicos	1,524,548	1,481,777
Materiales de consumo	1,617,287	1,283,256
	5,100,407	4,601,396

Movimiento de la provisión de inventarios:

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Saldo inicial	194,507	265,435
(Recuperaciones) Adiciones	(115,778)	9,134
Ajuste por conversión	9,717	(4,266)
Utilizaciones	(1,508)	(75,796)
Saldo final	86,938	194,507

9. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Activos medidos a valor razonable con cambios en resultados		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	3,389,869	3,310,338
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	4,754,369	3,194,287
	8,144,238	6,504,625
Activos medidos a costo amortizado	3,577	3,636
Instrumentos de cobertura	-	25,464
	8,147,815	6,533,725
Corriente	5,321,098	2,967,878
No corriente	2,826,717	3,565,847
	8,147,815	6,533,725

La rentabilidad del portafolio de inversiones en pesos colombianos y dólares fue de 5.4% (2017 - 7.4%) y 2.1% (2017 - 1.2%), respectivamente.

La medición a valor razonable es reconocida contra el resultado financiero (Nota 27).

9.1 Restricciones

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 ningún recurso del portafolio de inversiones se encontraba restringido.

9.2 Vencimientos

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
< 1 año	5,321,098	2,967,878
1 - 2 años	1,847,241	1,588,145
2 - 5 años	823,425	1,817,558
> 5 años	156,051	160,144
	8,147,815	6,533,725

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 2018	2017
Nivel 1	372,636	317,912
Nivel 2	7,771,602	6,212,177
	8,144,238	6,530,089

No se presentaron transferencias entre niveles de jerarquía durante los años 2018 y 2017.

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 Infovalmer, 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:

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Calificación		
A1	3,148,043	1,149,606
AAA	3,105,894	3,175,727
BRC1+	611,905	-
F1+	353,175	-
AA-	455,584	233,668
AA+	193,747	1,067,989
A+	161,160	175,767
A	80,334	300,179
AA	15,430	-
BBB+	18,731	-
BBB	-	21,835
BBB-	-	378,939
Sin calificación disponible	235	915
	8,144,238	6,504,625

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 28.2.

10. Impuestos

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Activos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (1)	765,399	165,437
Otros impuestos	211,558	225,527
Saldo a favor en impuestos (2)	54,350	234,410
	1,031,307	625,374
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias	1,065,688	1,305,011
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	141,408	136,706
Impuesto al carbono	48,520	51,383
Otros impuestos (3)	495,684	512,588
	1,751,300	2,005,688

- (1) 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 el saldo a favor del impuesto a las ganancias que se generó por el pago voluntario anticipado efectuado en noviembre y diciembre de 2018 por Ecopetrol S.A., de conformidad a lo establecido en el Decreto 2146 del 22 de noviembre de 2018 y la disminución de los gastos no deducibles.
- (2) Incluye principalmente saldos a favor por concepto de impuesto al valor agregado (IVA).
- (3) Incluye principalmente saldo por pagar por concepto de IVA e Impuesto de Industria y Comercio y regalías y compensaciones monetarias.

10.2 Impuesto a las ganancias

De conformidad con la Ley 1819 de 2016 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 Refinería de Cartagena, Bioenergy Zona Franca y Compounding and Masterbatching Industry Ltda.
- 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 2018, el Grupo Ecopetrol tiene empresas que liquidan sobre renta líquida a la tarifa del 37%, 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) Frente al gasto corriente por impuesto sobre la renta, Refinería de Cartagena, Bioenergy, Ecopetrol Costa Afuera y Andean Chemicals Ltd compañías que hacen parte del grupo presentan pérdidas fiscales por compensar originadas entre los años 2009 y 2017 por valor neto de \$ 4,292,418 a diciembre de 2018 y \$ 4,288,957 a diciembre de 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 2018 las pérdidas fiscales sin fecha de expiración base de impuesto diferido ascienden a \$ 4,078,439 con un impuesto diferido de \$ 792,452, atribuibles a la Refinería de Cartagena, y \$47,803 atribuibles Bioenergy

Firmeza de las declaraciones del impuesto sobre la renta

Las declaraciones de impuestos pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los seis (6) 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 es 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 es de 6 años.

Respecto de aquellas declaraciones en las cuales se presenten saldos a favor, el término de firmeza es 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 es 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

	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Impuesto Corriente	7,539,093	5,108,548	2,708,212
Impuesto Diferido	(153,330)	307,449	138,159
Ejercicios anteriores	(63,744)	218,947	1,809,124
Gasto por impuesto a las ganancias	7,322,019	5,634,944	4,655,495

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 al Grupo en Colombia es la siguiente:

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		
	2018	2017	2016
(Pérdida) utilidad antes de impuestos	19,855,851	13,036,866	7,059,732
Tasa de renta nominal	37%	40%	40%
Impuesto de renta a tasa nominal	7,346,665	5,214,747	2,823,893
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:			
Ajuste por diferencial de bases gravables, Efecto de renta presuntiva y pérdidas fiscales	7,676	104,082	250,752
Ajuste por diferencial de tasa	410,397	103,350	802,419
Efecto por impuesto de renta y sobretasa	7,907	(99,493)	-
Impuesto a la riqueza	-	85,872	210,298
Ajustes por conversión y diferencia en cambio	93,503	(4,642)	114,699
Efecto pozo león American Inc.	281,912	-	-
Efecto por reforma tributaria	(619,143)	-	-
Impairment de activos fijos	(128,461)	(189,658)	-
Gastos no deducibles	62,036	201,776	328,458
Gasto de renta de años anteriores y otros	(63,744)	247,672	177,313
Dividendos no gravados	(2,613)	(9,531)	2,031
Ingresos no gravados y gravados	(74,116)	(19,231)	(54,368)
Impuesto de renta calculado	7,322,019	5,634,944	4,655,495
Corriente	7,416,038	5,076,692	4,517,336
Diferido	(94,019)	558,252	138,159
	7,322,019	5,634,944	4,655,495

La tasa efectiva al 31 de diciembre de 2018 es 36,9% (2017 – 43.2%). La disminución frente al año anterior se debe principalmente a los siguientes conceptos: a) Disminución en la tarifa nominal de renta al pasar del 40% en el 2017 al 37% en el 2018; b) La mejora de los resultados antes de impuestos del grupo; c) Efecto por reforma tributaria d) Ajuste por diferencial de bases gravables; e) El ajuste por diferencial de tasas de tributación del grupo diferente al nominal del 37%, con una tarifa menor a la tasa nominal; f) La aplicación de una tarifa menor para el impuesto diferido activo amortizable a largo plazo; y g) La eliminación del impuesto a la riqueza.

Declaraciones de impuesto de renta y complementarios de los años gravables 2011, 2012, 2014, 2015, 2016 y 2017 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

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
Activo por impuesto diferido	5,746,730	5,346,339
Pasivo por impuesto diferido	738,407	812,819
	5,008,323	4,533,520

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

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

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
Impuesto diferido activo y pasivo		
Propiedades planta y equipo (1)	109,191	743,598
Provisiones (2)	1,958,775	1,842,051
Beneficios a empleados (3)	1,161,860	1,373,560
Pérdidas fiscales (4)	1,002,062	611,766
Cuentas por pagar	365,646	167,870
Inventarios	69,039	131,936
Obligaciones Financieras y préstamos por pagar (5)	854,695	37,636
Préstamos por cobrar	43,748	30,965
Otros activos	(72,540)	(52,525)
Activos intangibles	4,950	7,666
Cuentas por cobrar	35,843	64,126
Impuestos contribuciones y tasas	-	345
Otros pasivos	37,329	(5,678)
Inversiones e instrumentos derivados	(170,960)	(39,836)
Cargos diferidos	(67,254)	(66,664)
Goodwill	(324,061)	(313,296)
Total	5,008,323	4,533,520

- (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, dentro de éste rubro se incluye el monto de impuesto por ganancias ocasionales del 10% a los terrenos, la principal variación corresponde a la disminución de la tarifa de la 33% al 30%.
- (2) La partida más representativa corresponde a la provisión de abandono de pozos.
- (3) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.
- (4) El aumento se debe al efecto de la reforma tributaria que permite un mayor reconocimiento de impuesto diferido sobre las pérdidas fiscales y excesos de renta presuntiva en Refinería de Cartagena principalmente.
- (5) La variación frente al año 2017 corresponde a diferencia en cambio no realizada por efectos de aplicación de la Ley 1819.

Detalle del impuesto diferido por los años terminados el 31 de diciembre:

Movimiento del impuesto diferido Activo	Propiedad planta y equipo, Recursos naturales	Pasivos Estimados	Beneficios a empleados	Pérdidas Fiscales	Cuentas y préstamos por pagar
Diciembre 31, 2016	1,622,930	1,846,692	656,996	477,808	153,750
Gasto del periodo	(879,332)	(4,641)	(22,818)	133,958	14,120
Otros resultados integrales	-	-	739,382	-	-
Diciembre 31, 2017	743,598	1,842,051	1,373,560	611,766	167,870
Gasto del periodo	(634,407)	116,724	(178,160)	390,296	197,776
Otros resultados integrales	-	-	(33,540)	-	-
Diciembre 31, 2018	109,191	1,958,775	1,161,860	1,002,062	365,646

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

Movimiento del impuesto diferido Pasivo	Cuentas y préstamos por cobrar	Obligaciones Financieras	Goodwill	Otros	Total
Diciembre 31, 2016	129,442	18,971	(229,227)	(9,951)	4,667,411
Gasto del periodo	(34,351)	18,665	(84,069)	300,216	(558,252)
Otros resultados integrales	-	-	-	(315,021)	424,361
Diciembre 31, 2017	95,091	37,636	(313,296)	(24,756)	4,533,520
Gasto del periodo	(15,500)	817,059	(10,765)	(589,004)	94,019
Otros resultados integrales	-	-	-	414,324	380,784
Diciembre 31, 2018	79,591	854,695	(324,061)	(199,436)	5,008,323

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.

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 periodos 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. Ecopetrol Costa Afuera y Andean Chemicals Ltd por valor de \$ 70,393, y los excesos de renta presuntiva de Bioenergy S.A., Ecopetrol Costa Afuera, Hocol Petroleum Company, Andean por valor de \$ 31,863 no se reconocen, por cuanto 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 y excesos de rentas presuntiva 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 a 31 de diciembre de 2018 se habría incrementado en \$ 102,255.

El impuesto diferido activo reconocido en estados financieros relacionado con los excesos de renta presuntiva y las pérdidas fiscales acumuladas de Refinería de Cartagena y Bioenergy Zona Franca ascienden a la suma de \$1,002,063.

La entidad decidió reconocer el monto anterior, toda vez que, cuenta con evidencia convincente que permite la realización del impuesto diferido activo en periodos futuros y apoya su reconocimiento.

Para lo anterior la compañía evaluó la forma en cómo podrá realizar el impuesto diferido activo y para ello se soporta en las rentas líquidas proyectadas de las compañías y en la eliminación de la renta presuntiva a partir del año 2021, contemplada en la Ley 1943/2018.

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.

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

El movimiento del impuesto diferido activo y pasivo a las ganancias por los años terminados al 31 de diciembre es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Saldo inicial	4,533,520	4,667,411
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	94,019	(558,252)
Impuesto diferido reconocido otros resultados integrales (a)	380,784	424,361
Saldo final	5,008,323	4,533,520

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

	Base	Impuesto diferido	Total
A 31 de diciembre de 2018			
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	(29,250)	33,540	4,290
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero, de flujo de efectivo para exportaciones de crudo y flujos de efectivo con instrumentos derivados	1,475,144	(397,420)	1,077,724
Ajustes por conversión	-	(16,904)	(16,904)
	1,445,894	(380,784)	1,065,110

	Base	Impuesto diferido	Total
Al 31 de diciembre de 2017			
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)
Ajustes por conversión		(1,912)	(1,912)
Otros	12,119	(1,211)	10,907
	1,595,878	(424,361)	1,171,516

Impuesto Diferido (Activo) Pasivos No Reconocidos

Al 31 de diciembre de 2018, 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 (Base: \$2,981,901 millones – Impuesto: \$298,190 millones), ya que conforme fue documentado, la Compañía no 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 2018 y 2017.

10.2.1 Impuesto a los dividendos

Sobre las utilidades generadas a partir del año 2017, aplicará a las sociedades y entidades extranjeras retención en la fuente por concepto de dividendos. La tarifa de retención por dividendos es del 5%. De otra parte, el dividendo gravado con el impuesto sobre la renta, tendrá una tarifa del 35%. En este escenario, la retención en la fuente sobre 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%.

Los dividendos no gravados que recibirá la Compañía, no estarán sujetos a retención en la fuente por expresa disposición de la norma que establece los dividendos que se distribuyan dentro de los grupos empresariales debidamente registrados ante la Cámara de Comercio y a entidades descentralizadas, no estarán sujetos a la retención en la fuente por este concepto.

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.

Ecopetrol presentó su declaración informativa de precios de transferencia del año gravable 2017 y su correspondiente documentación comprobatoria, así como el reporte país por país para los años 2016 y 2017 y el archivo maestro del año 2017, de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

Por el año gravable 2018, 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 2018, que impliquen modificaciones en la provisión de renta del año gravable 2018.

10.2.3 Impuesto sobre las ventas (IVA)

A partir del año gravable 2017, la tasa 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. Igualmente, 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.

La Ley 1943/2018 estableció que el IVA pagado en la importación, formación, construcción o adquisición de activos fijos reales productivos podrá ser descontado del impuesto sobre la renta. Este IVA no podrá ser tomado simultáneamente como costo o gasto en el impuesto sobre la renta ni será descontable del impuesto sobre las ventas.

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 \$ 1,000. 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.

Para el año 2018 y siguientes, no hay impuesto a la riqueza, en el caso de las sociedades nacionales. Durante el año 2017, el impuesto a la riqueza a cargo cancelado por el Grupo ascendió a \$ 226,778 el cual se reconoció como gasto del ejercicio.

10.2.5 Reforma tributaria

En 2018, el Gobierno Nacional expidió la Ley 1943, con la cual se modificaron ciertos aspectos sustanciales. La tarifa general del impuesto de renta aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras será: 2019 – 33%, 2020 – 32%, 2021 – 31% y 2022 y siguientes – 30%.

De otra parte, para los años 2019 y 2020, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 1.5% del patrimonio líquido del contribuyente del año inmediatamente anterior. A partir del año 2021 la tarifa aplicable será del 0%.

Se modificó la regla de subcapitalización contenida en el artículo 118-1 del E.T. En este sentido, a partir del año 2019 la regla de subcapitalización sólo será aplicable con respecto a intereses generados en la adquisición de deudas contraídas, directa o indirectamente, con vinculados económicos nacionales o extranjeros. Así mismo se modificó la proporción capital – deuda a 2:1 (anteriormente era 3:1) con lo cual no sólo se podrán deducir intereses generados con ocasión a deudas adquiridas con vinculados económicos cuando el monto total promedio de tales deudas no exceda a dos (2) veces el patrimonio líquido del contribuyente determinado a 31 de diciembre del año gravable inmediatamente anterior.

Impuesto a los dividendos

A partir del 1 de enero de 2019, los dividendos y participaciones pagados o abonados en cuenta provenientes de distribuciones realizadas entre compañías colombianas, estarán sometidos a una retención en la fuente a título del impuesto a los dividendos a una tarifa del 7,5%. De otra parte, si las utilidades con cargo a las cuales se distribuyen los dividendos no estuvieron sujetas a imposición al nivel de la sociedad, dichos dividendos están gravados con el impuesto sobre la renta aplicable en el período de distribución (para el año 2019 la tarifa será del 33%). En este supuesto, la retención del 7,5% aplicará sobre el valor del dividendo una vez disminuido con el impuesto sobre la renta (33% para el año 2019).

La tarifa de retención del 7.5%, se causará sólo en la primera distribución de dividendos entre compañías colombianas y podrá ser acreditada contra el impuesto a los dividendos una vez a cargo del accionista persona natural residente o al inversionista residente en el exterior.

Debe resaltarse que la retención del 7.5% no aplica para: (i) Compañías Holding Colombianas, incluyendo entidades descentralizadas; y (ii) entidades que hagan parte de un grupo empresarial debidamente registrado, de acuerdo con la normativa mercantil.

Impuesto de normalización

Se creó un impuesto a la normalización tributaria por el año 2019, como un impuesto complementario al impuesto sobre la renta y al impuesto al patrimonio, a cargo de los contribuyentes del impuesto sobre la renta que tengan activos omitidos o pasivos inexistentes. Este impuesto se liquidará y pagará en una declaración independiente que será presentada el 25 de septiembre de 2019, la cual, no permite corrección o presentación extemporánea. La tarifa del impuesto de normalización tributaria es del 13% pero podrá reducirse al 50% cuando el contribuyente normalice activos en el exterior y los invierta con vocación de permanencia en el país

Impuesto sobre las ventas

En materia de Impuesto sobre las ventas, se modificó el listado de bienes y servicios excluidos de IVA consagrados en los artículos 424, 426 y 476 del Estatuto Tributario, se adicionó al artículo 437 del Estatuto Tributario, en lo referente a directrices sobre el cumplimiento de deberes formales en materia de IVA por parte de prestadores de servicios desde el exterior y se indicó que la retención de IVA podrá ser hasta del 50% del valor del impuesto, sujeto a reglamentación del Gobierno Nacional. La tarifa de IVA se mantiene en 19%. (Art. 424, Art. 426, Art. 476 Estatuto Tributario)

Procedimiento tributario

En materia de procedimiento existen modificaciones: (i) declaraciones de retención en la fuente que a pesar de ser ineficaces serán título ejecutivo, (ii) notificación electrónica de actos administrativos; y (iii) pago de glosas en pliego de cargos para evitar intereses moratorios y utilizar los corrientes más dos puntos; (iv) eliminación de extensión de la firmeza a tres (3) años adicionales por compensación de pérdidas fiscales.

De igual forma, se incluyó un beneficio de auditoría para los años gravables 2019 a 2020. En virtud de este beneficio, la liquidación privada de los contribuyentes del impuesto sobre la renta y complementarios que incrementen su impuesto neto de renta en por lo menos un porcentaje mínimo del 30%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, quedará en firme dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de su presentación si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y, siempre que la declaración sea presentada en forma oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

Ahora bien si el incremento del impuesto neto de renta es de al menos del 20%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, la declaración quedará en firme dentro de los doce (12) meses siguientes a la presentación de la declaración si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y siempre se presente la declaración de manera oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

El anterior beneficio no aplica para: (i) contribuyentes que gocen de beneficio tributarios en razón a su ubicación en una zona geográfica determinada; (ii) cuando se demuestre que retenciones en la fuente declaradas son inexistentes; (iii) cuando el impuesto neto de renta sea inferior a 71 UVT (\$2.433.170 pesos). El término previsto en esta norma no se extiende para las declaraciones de retención en la fuente ni para el impuesto sobre las ventas las cuales se registrarán por las normas generales.

11. Otros activos

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
Corriente		
Asociados en operaciones conjuntas	519,460	583,656
Anticipos y avances	221,767	115,866
Gastos pagados por anticipado	191,168	103,762
Partes relacionadas (Nota 29)	19,214	7,716
Depósitos judiciales	68,819	69,425
	1,020,428	880,425
No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (1)	392,084	323,621
Beneficios a empleados	213,645	202,012
Depósitos entregados en administración	147,471	32,748
Anticipos, avances y depósitos	61,556	74,225
Depósitos judiciales y embargos	43,137	43,248
Otros activos	2,837	5,155
	860,730	681,009

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

- (1) 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.

12. 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.

12.1 Composición y movimientos

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Negocios conjuntos		
Equion Energía Limited	1,392,232	1,106,796
Offshore International Group	727,194	845,325
Ecodiesel Colombia S.A.	41,304	38,383
	2,160,730	1,990,504
Menos impairment:		
Equion Energía Limited	(214,935)	(345,757)
Offshore International Group	(346,121)	(539,465)
	1,599,674	1,105,282
Asociadas		
Invercolsa S.A.	243,294	223,963
Serviport S.A.	11,212	9,905
Sociedad Portuaria Olefinas	1,368	1,214
	255,874	235,082
Menos impairment: Serviport S.A.	(11,212)	(9,904)
	244,662	225,178
	1,844,336	1,330,460

Movimiento de las inversiones en compañías:

Por el año finalizado al 31 de diciembre de 2018:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	225,178	1,105,282	1,330,460
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	105,908	48,593	154,501
Patrimonio	1,732	125,134	126,866
Dividendos decretados	(86,848)	(3,501)	(90,349)
Impairment (Nota 16.1.)	(1,308)	324,166	322,858
Saldo al 31 de diciembre de 2018	244,662	1,599,674	1,844,336

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 2017:

	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2016	249,538	1,303,156	1,552,694
Método de participación reconocido:			
Resultado del periodo	46,669	(13,878)	32,791
Patrimonio	-	(15,899)	(15,899)
Dividendos decretados	(61,125)	(224,835)	(285,960)
Impairment (Nota 16.1.2)	(9,904)	56,738	46,834
Saldo al 31 de diciembre de 2017	225,178	1,105,282	1,330,460

12.2 Restricciones sobre inversiones

Respecto al proceso jurídico relacionado con las acciones de Inversiones de Gases de Colombia S.A. adquiridas por Fernando Londoño en 1997, Ecopetrol a la fecha de este informe ejerce derechos políticos sobre el 11.59% (del 20.11% que fue adquirido por Fernando Londoño) y Arrendadora Financiera Internacional Bolivariana (AFIB) los ejerce sobre el 8.52%, participación que le fue protegida por la Corte Constitucional vía tutela y que se encuentran en discusión judicial en el proceso ordinario, en sede de casación.

12.3 Información adicional sobre Compañías asociadas y negocios conjuntos

Detalle de activos, pasivos y resultados de las dos principales inversiones en asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre:

	2018		2017	
	Equion Energía Ltd	Offshore International Group	Equion Energía Ltd	Offshore International Group
Estado de situación financiera				
Activo corriente	2,083,614	354,959	909,927	289,618
Activo no corriente	506,133	1,523,549	1,027,986	1,568,395
Total activo	2,589,747	1,878,508	1,937,913	1,858,013
Pasivo corriente	550,932	221,606	430,130	192,513
Pasivo no corriente	45,602	885,410	74,247	657,746
Total pasivo	596,534	1,107,016	504,377	850,259
Patrimonio	1,993,213	771,492	1,433,536	1,007,754
Otra información complementaria				
Efectivo y equivalentes de efectivo	185,762	96,592	170,618	32,490
Pasivos financieros corrientes (Préstamos)	3,176	95,633	2,256	97,960
Pasivos financieros no corrientes (Préstamos)	-	137,708	2,904	214,259

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

	2018		2017	
	Equion Energía Ltd	Offshore International Group	Equion Energía Ltd	Offshore International Group
Estado de resultados integrales				
Ingresos por ventas	1,490,177	653,054	1,213,692	393,210
Costos de ventas	(755,656)	(585,192)	(793,999)	(508,461)
Gastos de administración y otros	29,136	(353,010)	12,189	(103,340)
Resultado financiero	(3,659)	(21,227)	2,373	(20,264)
Impuesto de renta	(360,675)	(16,594)	(299,659)	60,575
Utilidad neta del periodo	399,323	(322,969)	134,596	(178,280)
Otros resultados integrales	1,136,725	-	976,371	-
Otra información complementaria				
Dividendos pagados al Grupo	-	-	217,075	-
Depreciación y amortización	511,615	243,601	557,970	232,953

Conciliación entre el patrimonio de las participaciones más significativas y el valor en libros de las inversiones al 31 de diciembre:

	2018	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Patrimonio de la Compañía	1,993,213	771,492
% Participación de Ecopetrol	51%	50%
Participación en Patrimonio	1,016,539	385,746
Mayor valor de la inversión	160,758	-
Impairment	-	(4,673)
Valor en libros de la inversión	1,177,297	381,073

	2017	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Patrimonio de la Compañía	1,433,536	1,007,754
% Participación de Ecopetrol	51%	50%
Participación en Patrimonio	731,103	503,877
Mayor valor de la inversión	29,936	-
Impairment	-	(198,017)
Valor en libros de la inversión	761,039	305,860

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

13. Propiedades, planta y equipo

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Construcciones en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
<u>Costo</u>							
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
Adquisiciones/capitalizaciones	1,151,966	944,797	1,038,371	147,005	14,909	5,881	3,302,929
Aumento costos de abandono	85,580	209,028	-	-	-	-	294,608
Intereses financieros capitalizados (2)	48,351	34,399	14,853	14,350	6,703	5,316	123,972
Diferencia en cambio capitalizada	4,107	2,922	1,262	1,219	569	451	10,530
Bajas por retiro o venta	(135,468)	(112,171)	(14,723)	(11,997)	(9,763)	(56,734)	(340,856)
Ajuste por conversión	2,324,744	849,868	32,585	100,091	124,903	55,983	3,488,174
Traslados (3)	388,641	420,391	(269,409)	(16,976)	7,900	28,209	558,756
Saldo al 31 de diciembre de 2018	46,429,815	34,349,283	4,594,998	7,852,278	3,984,576	2,845,802	100,056,752
<u>Depreciación acumulada y pérdidas por impairment</u>							
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)
Depreciación del periodo	(1,993,497)	(1,465,429)	-	(347,510)	-	(123,792)	(3,930,228)
Pérdidas por impairment (Nota 16)	(752,534)	(311,080)	55,979	(64,279)	5,220	(16,591)	(1,083,285)
Bajas por retiro o venta	116,225	84,217	2,243	8,996	-	40,957	250,395
Ajuste por conversión	(677,901)	(313,311)	-	(27,782)	-	(23,804)	(1,042,798)
Traslados (3)	117,115	(310,561)	(2,243)	(23,386)	-	(4,905)	(221,737)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	(17,940,862)	(14,777,790)	(497,441)	(3,122,523)	(34,302)	(913,555)	(37,286,473)
 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
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	28,488,953	19,571,493	4,097,557	4,729,755	3,950,274	1,932,247	62,770,279

- (1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre de 2018, incluye principalmente los trabajos ejecutados en producción por facilidades del campo Castilla, facilidades en Cupiagua, facilidades del piloto de inyección aire en campo Chichimene y recuperación secundaria de Yarigui, y en refinación por el proyecto modernización de Barrancabermeja.
- (2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderado de los costos por préstamos. Ver Nota 18 – Préstamos y financiaciones.
- (3) Corresponde principalmente a traslados por: i) reconocimiento de contratos de arrendamiento financiero, ii) traslados provenientes de recursos naturales y del medio ambiente.

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 2016	42,608,276	29,087,782	4,800,147	6,911,757	3,894,220	3,482,439	90,784,621
Adquisiciones/capitalizaciones/(reclasificaciones)	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 16)	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 de la refinería.
- (2) Corresponden principalmente a traslados a: i) inventarios de materiales de proyectos para uso en la operación, ii) clasificación de la parte intangible de proyectos a recursos naturales y ii) otros.

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

14. Recursos naturales y del medio ambiente

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso (1)	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	50,183,858	2,215,263	4,508,808	56,907,929
Adquisiciones/capitalizaciones	3,579,982	(27,839)	1,499,685	5,051,828
Ajuste al valor razonable de participaciones en operaciones conjuntas (2)	(12,065)	-	-	(12,065)
Aumento costos de abandono	-	733,609	34,063	767,672
Bajas por retiro o venta	(79)	(2,080)	(87,953)	(90,112)
Pozos secos (3)	(1,563)	-	(897,361)	(898,924)
Intereses financieros capitalizados (4)	70,186	-	6,675	76,861
Diferencia en cambio capitalizada	5,961	-	567	6,528
Ajuste por conversión	773,678	24,574	75,203	873,455
Traslados	(663,917)	(24,381)	(333,687)	(1,021,985)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	53,936,041	2,919,146	4,806,000	61,661,187
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(34,014,963)	(1,584,701)	-	(35,599,664)
Amortización del periodo	(3,471,803)	(196,286)	-	(3,668,089)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota 16)	414,208	(106)	-	414,102
Bajas por retiro o venta	79	-	-	79
Ajuste por conversión	(563,229)	(19,080)	-	(582,309)
Traslados	829,041	21,103	-	850,144
Saldo al 31 de diciembre de 2018	(36,806,667)	(1,779,070)	-	(38,585,737)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	16,168,895	630,562	4,508,808	21,308,265
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	17,129,374	1,140,076	4,806,000	23,075,450

- (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 Castilla, piloto Chichimene y re sanción CPO09.
- (2) Ajuste en el valor de adquisición de la participación de MCX Exploration USA LLC (ver nota 30.3)
- (3) Incluye pozos secos: 1) Ecopetrol America Inc: León 2) Hocol: Payero, Bonifacio y Ocelote.
- (4) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos. Ver Nota 18 – Préstamos y financiaciones.

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 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	141,950	-	-	141,950
Ajuste al valor razonable de participación en operaciones conjuntas (Nota 30.3)	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
Amortización acumulada y pérdidas por impairment				
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 16)	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)

15. Intangibles

	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	960,556	168,552	1,129,108
Adquisiciones	69,442	36,227	105,669
Bajas por retiro o venta	(46,007)	(5,643)	(51,650)
Ajuste por conversión	25,339	2,955	28,294
Traslados	6,390	(4,808)	1,582
Saldo al 31 de diciembre de 2018	1,015,720	197,283	1,213,003
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(665,415)	(83,467)	(748,882)
Amortización del periodo	(75,818)	(15,863)	(91,681)
Bajas por retiro o venta	46,004	5,546	51,550
Ajuste por conversión	(20,501)	(184)	(20,685)
Traslados	3,401	4,041	7,442
Saldo al 31 de diciembre de 2018	(712,329)	(89,927)	(802,256)
saldo neto al 31 de diciembre de 2017	295,141	85,085	380,226
saldo neto al 31 de diciembre de 2018	303,391	107,356	410,747
Vida útil	<5años	<7años	
	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
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	

(1) Corresponde principalmente a servidumbres.

16. Impairment de activos a largo plazo

De acuerdo a lo mencionado en la Nota 4.12, cada año el Grupo evalúa si existen indicios de impairment de sus activos y unidades generadoras de efectivo (UGEs) o si se requiere la reversión de un gasto por impairment registrado en periodos anteriores.

El impairment de los activos no corrientes incluye propiedades planta y equipo y recursos naturales, inversiones en compañías, Goodwill y otros activos no corrientes. El Grupo está expuesto a determinados riesgos futuros producto de variaciones en: i) precios del petróleo, ii) márgenes de refinación y de rentabilidad, iii) perfiles de costos, iv) inversión y mantenimiento, v) monto de las reservas recuperables, vi) riesgo de mercado y país que se reflejan en la tasa de descuento y vii) cambios en la regulación local e internacional, entre otros.

Cualquier cambio en las anteriores variables para calcular el monto recuperable de un activo no corriente puede tener un efecto material en el reconocimiento de pérdidas o recuperación de los cargos por impairment. En los segmentos de negocio del Grupo, las variables altamente sensibles pueden incluir, entre otras: i) en exploración y producción, las variaciones en el precio de los hidrocarburos, ii) en refinación, los cambios en los precios del petróleo crudo y productos, la tasa de descuento, los márgenes de refinación, cambios en la regulación ambiental, la estructura de costos y el nivel de inversiones en activos, y iii) en transporte y logística, los volúmenes transportados y los cambios en tarifas y en regulación.

Con base en las pruebas realizadas por el grupo, se presentan las siguientes recuperaciones (gastos) por impairment de activos de largo plazo:

	Al 31 de diciembre de		
(Gasto) recuperación de impairment por segmento	2018	2017	2016
Exploración y producción	807,289	245,611	(109,667)
Refinación y petroquímica	(984,042)	1,067,965	(773,361)
Transporte y logística	(169,851)	59,455	41,062
	(346,604)	1,373,031	(841,966)
Reconocido en:			
Propiedades, planta y equipo (Nota 13)	(1,083,285)	977,919	(561,738)
Recursos naturales y del medio ambiente (Nota 14)	414,102	376,934	(239,151)
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 12)	322,858	46,834	(41,077)
Otros activos no corrientes	(279)	(28,656)	-
	(346,604)	1,373,031	(841,966)

16.1. Exploración y producción

	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Campos de producción	483,122	188,873	(68,590)
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	324,166	56,738	(41,077)
Otros activos no corrientes	1		
	807,289	245,611	(109,667)

Campos de producción

En 2018, como resultado 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: Casabe, Provincia, Underriver, Tisquirama y Orito; y en los campos operados en el exterior: Gunflint y K2; y un gasto por impairment principalmente en los campos Tibú y Dina Norte.

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 los 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, como resultado de la revisión de los precios del petróleo a largo plazo, se identificó que algunos impairments reconocidos en años anteriores para los campos de producción podrían recuperarse, debido a una mejora de los escenarios de precios futuros. Los principales campos en los cuales se presentó una recuperación fueron: Chichimene, Caño Sur, Apiay y Llanito. Así mismo, la nueva información técnica y los aspectos operacionales que dieron lugar a cambios en los niveles de inversión causaron un impairment en los campos de Casabe, Tibú, Gunflint y Niscota.

El siguiente es el detalle del gasto (recuperación) por impairment de las unidades generadoras de efectivo relacionas con los campos de producción petroleros por los años terminados al 31 de diciembre:

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción - Colombia			
Recuperación	19,156,326	50,462,080	688,984
Gasto	764,808	405,421	(359,387)
Campos de producción - Exterior			
Recuperación	1,810,618	2,719,086	157,709
Gasto	184,375	180,191	(4,184)
			483,122

2017

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
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
			188,873

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

2016

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
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)
			(68,590)

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

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 gerencia de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. La jerarquía de valor razonable es nivel 3.
- Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 32, las reservas probables y posibles también fueron consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.
- La tasa de descuento en términos reales fue determinada como el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) y corresponde a un 7.46% (2017: 8.17%).
- Precio de petróleo – Brent: Las proyecciones incluyen USD\$81.4/barril para el primer año, USD\$67.6/barril para el mediano plazo y USD\$71.4/barril para el largo plazo. En 2017, los supuestos realizados tomaron un precio de USD\$52.9/barril para el primer año, USD\$72.5/barril promedio para el mediano plazo y USD\$81.9/barril a partir de 2030. La proyección de precios internacionales de crudos es realizada por una agencia independiente y especializada en Oil & 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.

Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos, 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:

	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Equion Energía Limited	130,822	19,149	5,626
Offshore International Group	193,344	37,589	(46,703)
	324,166	56,738	(41,077)

Los supuestos empleados para determinar el valor recuperable de las compañías evaluadas son los descritos en la sección anterior, excepto por la utilización de una tasa de descuento en términos reales en 2018 para Offshore International Group de 8.92% (2017 – 8.61%).

En 2018, los mercados mostraron mejores condiciones con precios y diferenciales que permitieron mejores valores para el pronóstico de producción de crudo y gas. El desempeño operacional y la evolución técnica han contribuido a fortalecer los flujos de efectivo futuros que, a su vez, aportaron a la recuperación del impairment reconocido en años anteriores para Offshore International Group y Equion Energy.

En 2017, debido a nuevas variables de mercado, nuevas reservas, diferenciales de precios frente a los indicadores de referencia y la información técnica y operativa disponible, hubo una recuperación de impairment reconocido en años anteriores para Offshore International Group y Equion Energy.

Para 2016, a pesar de los mejores pronósticos de los precios del petróleo a largo plazo, se presentó un impairment adicional en la inversión en Offshore International Group por la reversión a las autoridades locales de algunos bloques de exploración de bajo potencial prospectivo, alto riesgo geológico y baja viabilidad económica respecto a un nuevo escenario de precios.

16.2. Refinación, petroquímica y biocombustibles

	2018	Al 31 de diciembre de 2017	2016
Refinería de Cartagena	(770,581)	1,434,298	(465,852)
Bioenergy	(213,461)	(92,346)	(307,509)
Refinería de Barrancabermeja	-	(273,987)	-
	<u>(984,042)</u>	<u>1,067,965</u>	<u>(773,361)</u>

El siguiente es el detalle del gasto (recuperación) por impairment de las unidades generadoras de efectivo del segmento de refinación, petroquímica y biocombustibles:

2018

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Gasto
Refinería de Cartagena	23,411,058	22,640,761	(770,297)
Refinería de Cartagena - Otros activos	-	-	(284)
Bioenergy	774,343	560,882	(213,461)
			<u>(984,042)</u>

2017

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
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>1,067,965</u>

2016

Unidades generadoras de efectivo	Valor neto en libros	Valor recuperable	Gasto
Refinería de Cartagena	21,672,367	21,206,515	(465,852)
Bioenergy	925,955	618,446	(307,509)
			(773,361)

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

Refinería de Cartagena

El valor recuperable de la Refinería de Cartagena S.A. (Reficar) se calculó a partir del valor razonable menos costos de disposición, el cual es superior a su valor de uso. El valor razonable menos los costos de disposición, fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la Gerencia del Grupo, 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 jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados para determinar el valor recuperable incluyeron: i) un margen bruto de refinación determinado con base en el precio del crudo y las perspectivas de precios de los productos proporcionados por un experto externo; ii) una tasa de descuento real de 6.48% (2017 – 6.00%) determinada bajo metodología WACC; iii) condiciones y beneficios actuales, o similares, como usuario industrial de bienes y servicios de zona franca y durante la vigencia de la licencia; iv) 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, v) volúmenes de cargas de crudo y producción de combustibles, y vi) nivel de inversión continua.

Es relevante mencionar que el negocio de refinación es altamente sensible a la volatilidad de los márgenes y a las variables macroeconómicas implícitas en la determinación de la tasa de descuento, por tanto, cualquier cambio en estos supuestos genera variaciones importantes en el monto de impairment o recuperación calculado.

El impairment registrado para 2018 está explicado por un marcado ajuste en la expectativas del mercado en relación con el impacto que tendrá la implementación de la regulación MARPOL sobre la proyección de márgenes de los productos refinados y el diferencial de crudos livianos y pesados que sirven como materia prima; y cambios macroeconómicos fundamentales que aumentaron la tasa de descuento utilizada para la valoración de los activos de Reficar, asociados principalmente al aumento en la tasa libre de riesgo y mayores primas de riesgo de mercado. Por otro lado, la gestión operacional y los resultados del año permitieron soportar mejoras operacionales incluidas en la proyección que compensan en alguna medida las afectaciones por las variables macroeconómicas.

En 2017, se presentó 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) una tasa de descuento más baja; y c) optimizaciones operativas y financieras identificadas como parte de la estabilización de la refinería.

El impairment de 2016 se originó principalmente por el ajuste de las variables operacionales, en función de lo que se observó durante el periodo de estabilización, compensado con una tasa de descuento más baja y mejores márgenes de refinación.

Bioenergy

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

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron a) proyección de los precios etanol con base en proyecciones de especialistas del Grupo y b) una tasa de descuento de 6.97% en términos reales (2017 – 6.23%), determinada bajo metodología WACC.

En 2018, 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.

Refinería de Barrancabermeja

Durante 2018 se evaluó el Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, el cual se encuentra actualmente suspendido y no se observaron indicios que implicaran el reconocimiento de impairment adicional.

Durante 2017 la Refinería de Barrancabermeja reconoció \$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 del Grupo 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.

16.3. Transporte y logística

El valor recuperable de estos activos fue determinado con base en su valor razonable menos costos de disposición, el cual corresponde a los flujos de caja descontados basados en las curvas de producción de hidrocarburos y curvas de transporte de refinados. La jerarquía de valor razonable es de nivel 3.

Los supuestos utilizados en el modelo para determinar el valor recuperable incluyeron: i) las tarifas reguladas por el Ministerio de Minas y Energía y Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, ii) tasa de descuento real empleada en la valoración fue de 5.60% (2017 – 5.00%) y iii) proyección volumétrica basada en el cierre de volúmenes transportados en 2018 y el balance volumétrico a largo plazo desde el año 2019.

En 2018 el principal impairment registrado fue por \$167,917, correspondiente a los sistemas de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) del Sur, compuesta por el Puerto Tumaco y el Oleoducto TransAndino (OTA) y sus oleoductos aferentes el Oleoducto Mansoyá – Orito (OMO), San Miguel – Orito (OSO), y Churuyaco- Orito (OCHO). Este valor se generó principalmente por una disminución en la proyección del volumen a transportar de los sistemas del sur, y un incremento en la necesidad de inversiones de continuidad para disminuir el riesgo operativo de los sistemas de transporte.

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 Transandino. La recuperación presentada en el año en mención se generó principalmente por un aumento en los flujos del Puerto de Tumaco incluidos en dicha UGE.

La recuperación de \$41,062 en 2016 se debió principalmente a la incorporación en el modelo de flujos asociados con el proyecto del sistema San Fernando – Apiay, que afecta el valor recuperable de la línea de transporte Llanos, pero fue compensado con un mayor impairment de la línea de transporte Sur.

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

17. Goodwill

	2018	2017
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
	1,457,043	1,457,043
Menos Impairment Hocol Petroleum Ltd	(537,598)	(537,598)
Total	919,445	919,445

Al 31 de diciembre de 2018, el Grupo evaluó el valor en libros del goodwill 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 consideró las proyecciones financieras de cada Compañía derivadas de los planes de negocios aprobados por la Gerencia, 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, el Grupo no identificó la necesidad de reconocer impairment sobre el goodwill.

18. Préstamos y financiaciones

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

a. Composición de los préstamos y financiaciones

Salos de los préstamos y financiaciones, que son registrados a su costo amortizado:

	Tasa de interés efectiva		Al 31 de diciembre de	
	2018	2017	2018	2017
Moneda nacional				
Bonos	8.0%	8.9%	1,568,034	1,692,471
Créditos sindicados	7.9%	8.7%	1,439,590	3,307,950
Créditos comerciales y otros (1)	7.6%	7.7%	1,041,151	978,795
			4,048,775	5,979,216
Moneda extranjera				
Bonos	5.7%	6.1%	25,599,996	29,166,594
Créditos Refinería de Cartagena (2)	4.4%	4.3%	7,352,002	7,401,781
Créditos comerciales	-	4.3%	-	528,815
Otros (1)	3.1%	-	1,061,872	471,429
			34,013,870	37,568,619
			38,062,645	43,547,835
Corriente			4,019,927	5,144,504
No corriente			34,042,718	38,403,331
			38,062,645	43,547,835

- (1) Incluye contratos de leasing financiero para construcción, operación, mantenimiento y transferencia de activos (BOMTs, por sus siglas en inglés).
- (2) Corresponde a los créditos comerciales que poseía Refinería de Cartagena S.A. y los cuales fueron asumidos por Ecopetrol a través de asunción voluntaria de la deuda, transacción realizada el 13 de diciembre de 2017.

b. Principales movimientos

Moneda nacional

- El 6 de agosto de 2018, Ecopetrol S.A. realizó el pago anticipado de la totalidad del crédito sindicado celebrado en 2013 con la banca local, cuya amortización se tenía prevista hasta el año 2025. El monto nominal total pagado fue de \$1,430,333 millones por concepto de capital, más los intereses causados.
- El 27 de agosto de 2018, venció el bono local serie 5Y emitido en el año 2013. El monto nominal total pagado fue de \$120,950 millones.

Moneda extranjera

- El 13 de abril de 2018, Ecopetrol S.A. pagó anticipadamente la totalidad del bono internacional que emitió en 2013 con vencimiento a 5 años; el valor pagado fue de USD\$354 millones, incluidos intereses causados.
- El 6 y 25 de julio de 2018, Ecopetrol S.A. realizó el pago anticipado de la totalidad de los créditos celebrados en 2013 con la banca internacional, garantizados por el Export-Import Bank de Estados Unidos, y cuya amortización se tenía prevista hasta el año 2023. El monto nominal total pagado fue de USD\$156 millones por concepto de capital, más los intereses causados.
- El 20 de septiembre de 2018, Ecopetrol S.A. suscribió una línea de crédito comprometida por USD\$665 millones, con Scotiabank (USD\$430 millones) y Mizuho Bank (USD\$235 millones). Bajo esta modalidad de crédito, los bancos se comprometen a desembolsar los recursos cuando Ecopetrol S.A. lo requiera, bajo los términos y condiciones previamente acordados entre las partes. La línea de crédito comprometida tiene dos (2) años de disponibilidad para desembolsos, con las siguientes condiciones: (i) capital amortizable al vencimiento en un plazo de 5 años a partir de la fecha de suscripción del contrato y (ii) una tasa de interés de Libor (6M) + 125 puntos básicos y una comisión de 30 puntos básicos anuales sobre el capital no desembolsado durante el periodo de disponibilidad. Esta facilidad sólo incrementaría el nivel de endeudamiento del Grupo en el momento en que se realicen desembolsos.
- El día 27 de diciembre de 2018, Ecopetrol S.A. pagó anticipadamente la totalidad del bono internacional a 10 años emitido en 2009, el valor pagado fue de USD\$1.587 millones, incluidos intereses causados.

c. Perfil de vencimientos

Los siguientes son los vencimientos de los préstamos al 31 de diciembre de 2018:

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

	Hasta 1 año (i)	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	116,693	842,514	362,446	246,381	1,568,034
Créditos sindicados	406,582	1,033,008	-	-	1,439,590
Créditos comerciales y otros	120,069	491,781	270,920	158,381	1,041,151
	643,344	2,367,303	633,366	404,762	4,048,775
Moneda extranjera					
Bonos	1,374,390	10,605,708	8,664,732	4,955,166	25,599,996
Créditos Refinería de Cartagena	1,116,370	4,061,541	2,174,091	-	7,352,002
Otros	885,823	136,574	39,475	-	1,061,872
	3,376,583	14,803,823	10,878,298	4,955,166	34,013,870
	4,019,927	17,171,126	11,511,664	5,359,928	38,062,645

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

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

d. Clasificación según tipo de interés

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
Moneda nacional		
Tasa fija	252,224	143,156
Tasa variable	3,796,551	5,836,060
	4,048,775	5,979,216
Moneda extranjera		
Tasa fija	31,432,667	35,062,742
Tasa variable	2,581,203	2,505,877
	34,013,870	37,568,619
	38,062,645	43,547,835

Los intereses de los bonos en moneda nacional están indexados al IPC (Índice de Precios al Consumidor) y los créditos bancarios y leasing a tasa variable en pesos colombianos están indexados a la DTF (Depósitos a Término Fijo) e IBR (Indicador Bancario de Referencia), más un diferencial. Los intereses de los préstamos en moneda extranjera se calculan con base en la tasa LIBOR más un diferencial y los intereses de los otros tipos de deuda son a tasa fija.

e. Deuda en moneda extranjera designada como instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2018, Ecopetrol S.A. tiene designados USD\$6,500 millones de la deuda en moneda extranjera como instrumento de cobertura; de los cuales, USD\$5,200 millones corresponden a la cobertura de inversiones en compañías con moneda funcional dólar y USD\$1,300 millones a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. Ver Nota 28 – Gestión de riesgos.

f. Garantías y covenants

El financiamiento obtenido por Ecopetrol S.A. en los mercados de capital no tiene garantías otorgadas ni restricciones de convenants financieros.

Hasta el 13 de diciembre de 2017, 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 Refinería de Cartagena S.A., 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 2018 y 2017 así:

- El crédito adquirido por Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. se encuentra garantizado con los derechos económicos de los contratos de transporte ship or pay firmados con Frontera Energy Colombia Corp. (antes Meta Petroleum Corp.) y contiene algunas restricciones en cuanto a aportes de capital y disposición de activos.
- El crédito sindicado adquirido por Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. 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 \$6,343 y existen ciertas restricciones en la variación de propiedad directa o indirecta por parte de Ecopetrol S.A. en esta subsidiaria.

g. Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de \$38,305,674 y \$45,781,317 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

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) y el riesgo de crédito del Grupo (spread).

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

h. Movimiento de la deuda financiera neta

	Efectivo y equivalentes	Otros activos financieros	Préstamos y financiaciones	Deuda financiera neta
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)
Flujo de efectivo	(2,040,386)	843,612	11,363,077	10,166,303
Diferencia en cambio				
Registrada en el resultado del periodo	406,245	920,609	(816,840)	510,014
Registrada en el otro resultado integral	-	-	(2,165,569)	(2,165,569)
Costo financiero registrado a proyectos	-	-	(217,891)	(217,891)
Costo financiero reconocido en resultados	-	92,906	(2,399,414)	(2,306,508)
Ajuste por conversión	-	(245,958)	(203,446)	(449,404)
Otros movimientos que no generan flujo de efectivo	-	2,921	(74,727)	(71,806)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	6,311,744	8,147,815	(38,062,645)	(23,603,086)

19. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
Corriente		
Proveedores	6,878,510	5,088,957
Anticipos asociados	874,010	880,420
Retención en la fuente	246,867	376,169
Seguros y reaseguros	211,883	121,555
Entes relacionados (Nota 29)	116,418	129,520
Acuerdos en contratos de transporte (1)	210,196	91,324
Dividendos por pagar	84,657	3,723
Depósitos recibidos de terceros	36,655	25,523
Acreedores varios	286,594	251,016
	8,945,790	6,968,207

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.

- (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.

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

20. Provisiones por beneficios a empleados

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
Beneficios post-empleo		
Salud	5,507,784	5,367,005
Pensión	1,452,322	1,327,859
Educación	479,945	502,260
Bonos	331,064	348,442
Otros planes	82,576	77,636
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	137,859	155,286
	7,991,550	7,778,488
Prestaciones sociales y salarios	521,802	485,939
Otros beneficios	93,199	67,867
	8,606,551	8,332,294
Corriente	1,816,882	1,829,819
No corriente	6,789,669	6,502,475
	8,606,551	8,332,294

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

20.1 Movimiento de las obligaciones actuariales

	Pensión y bonos (1)		Otros		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<u>Pasivos por beneficios post-empleo</u>						
Saldo inicial	14,147,464	12,463,433	6,105,432	5,041,133	20,252,896	17,504,566
Costo del servicio actual	-	-	77,373	52,164	77,373	52,164
Costo del servicio pasado	-	-	50,489	-	50,489	-
Costos por intereses	888,583	872,524	377,923	350,060	1,266,506	1,222,584
(Pérdidas) ganancias actuariales	(56,655)	1,621,184	(27,651)	1,012,205	(84,306)	2,633,389
Beneficios pagados	(847,449)	(809,677)	(371,448)	(350,130)	(1,218,897)	(1,159,807)
Saldo final	14,131,943	14,147,464	6,212,118	6,105,432	20,344,061	20,252,896
<u>Activos del plan</u>						
Saldo inicial	12,471,163	12,123,175	3,245	2,473	12,474,408	12,125,648
Rendimiento de los activos	780,494	848,677	170	385	780,664	849,062
Aportes a los fondos	-	-	371,893	22,465	371,893	22,465
Beneficios pagados	(847,449)	(809,677)	(371,448)	(22,078)	(1,218,897)	(831,755)
(Pérdidas) ganancias actuariales	(55,651)	308,988	94	-	(55,557)	308,988
Saldo final	12,348,557	12,471,163	3,954	3,245	12,352,511	12,474,408
Pasivo neto	1,783,386	1,676,301	6,208,164	6,102,187	7,991,550	7,778,488

(1) No existe costo por el servicio de pensiones y planes de pensiones, debido a que los beneficiarios fueron retirados al 31 de julio de 2010.

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

Movimiento en los resultados y otros resultados integrales, por los años finalizados al 31 de diciembre:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
Resultado del periodo		
Intereses, neto	485,842	373,522
Costo del servicio actual	77,373	52,164
Costo del servicio pasado	50,489	-
Remediciones	503	13,889
	614,207	439,575
Otros resultados integrales		
Educación y cesantías	45,509	(203,779)
Pensión y bonos	1,003	(1,312,195)
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	93	(3)
Salud	(17,356)	(794,535)
	29,249	(2,310,512)
Impuesto diferido	(33,539)	762,468
	(4,290)	(1,548,044)

20.2 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 del Grupo. La destinación de los recursos de los patrimonios autónomos, así como sus rendimientos, no puede cambiarse de destinación ni restituirse al Grupo hasta tanto se cumpla con la totalidad de las obligaciones.

Composición de los activos del plan por tipo de inversión:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
Títulos emitidos por el Gobierno Nacional	4,307,972	4,349,400
Bonos deuda privada	2,910,071	2,967,030
Otros moneda local	2,219,634	2,340,825
Otros bonos públicos	1,014,663	1,149,200
Renta variable	653,828	605,380
Bonos deuda pública externa	554,685	558,920
Otros moneda extranjera	691,658	503,653
	12,352,511	12,474,408

El 47.4% del saldo de los activos del plan corresponde a nivel de jerarquía 1 de valor razonable y el 52.6% están bajo nivel de jerarquía 2.

El valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando el precio cotizado en los mercados de activos. El Grupo 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. 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:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
AAA	4,683,190	4,870,932
Nación	4,364,188	4,471,274
AA+	860,905	690,391
BBB-	426,743	192,636
BAA3	310,788	45,699
F1+	249,361	230,321
BBB	193,579	246,795
BRC1+	89,211	118,008
BBB+	86,040	159,103
A	62,754	39,048
AA-	60,382	18,770
AA	28,367	58,234
BAA1	21,395	5,296
A3	17,075	29,098
BAA2	-	371,972
Otras calificaciones	55,768	50,784
Sin calificación disponible	842,765	876,047
	12,352,511	12,474,408

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 28.2.

20.3. Supuestos actuariales

Supuestos actuariales utilizados para determinar el valor presente de la obligación por beneficios definidos utilizados para los cálculos actuariales al 31 de diciembre:

2018	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
Tasa de descuento	6.75%	6.50%	7.00%	6.75%	5.87%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	5.10% / 4.70%
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	7.00%	4.00%	N/A
Tasa largo plazo	N/A	N/A	4.00%	4.00%	N/A
2017	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
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

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.

20.4 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
2019	914,959	366,866	1,281,825
2020	939,158	373,953	1,313,111
2021	962,651	381,734	1,344,385
2022	973,491	387,940	1,361,431
2023	996,864	397,555	1,394,419
2024 y ss	5,434,882	2,104,259	7,539,141

20.5. 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 2018:

	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	13,896,668	1,030,073	5,907,754	500,234	229,859
+50 puntos básicos	12,449,997	956,984	5,152,929	461,725	219,178
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	12,395,671	955,640	N/A	N/A	139,854
+50 puntos básicos	13,951,861	1,031,197	N/A	N/A	143,807
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	78,849
+50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	86,509
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	5,155,141	461,296	N/A
+50 puntos básicos	N/A	N/A	5,902,319	500,566	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio.

20.6. Plan de retiro voluntario

En agosto de 2016, se ofreció un plan de retiro voluntario a 200 trabajadores que cumplieran con determinados requisitos. Al 31 de diciembre de 2018, 137 personas se encuentran acogidas a este plan con un costo asociado de \$137,859 (2017 - \$ 155,286). Este plan incluye beneficios de renta mensual, educación y salud hasta que el empleado logre su pensión de jubilación.

20.7. Pasivo pensional fiscal

La siguiente es la comparación entre la obligación por pasivos pensionales (pensiones y bonos) determinada bajo el marco normativo NCIF y el fiscal:

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Pasivo pensional bajo NCIF	14,131,943	14,147,464
Pasivo pensional fiscal	14,226,333	13,901,509
Diferencia	(94,390)	245,955

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 fueron los siguientes:

Variable (1)	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Tasa de interés técnico	4.00%	4.00%
Tasa de descuento nominal	9.29%	9.97%
Tasa de incremento pensional	5.09%	5.74%
Tasa de inflación	5.09%	5.74%
Mortalidad	RV08	RV08

(1) Los supuestos del cálculo actuarial NCIF pueden verse en la Nota 20.3

21. Provisiones y contingencias

	Costos de abandono y desmantelamiento	Litigios	Otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	5,527,324	182,966	827,159	6,537,449
Aumento costos de abandono	1,062,280	-	-	1,062,280
Adiciones	71,015	61,851	174,780	307,646
Utilizaciones	(182,130)	(114,647)	(100,215)	(396,992)
Costo financiero	186,518	-	-	186,518
Ajuste por conversión	54,610	(2,368)	10,983	63,225
Traslados	(342)	143	(5,915)	(6,114)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	6,719,275	127,945	906,792	7,754,012
Corriente	549,678	88,623	176,108	814,409
No corriente	6,169,597	39,322	730,684	6,939,603
	6,719,275	127,945	906,792	7,754,012
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	-	-	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

21.1. Costos de abandono y desmantelamiento

El pasivo estimado por costos de abandono corresponde a las obligaciones futuras que tiene el Grupo 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 del Grupo, 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 2018 fueron: Producción 3.54%, Transporte 3.69% y Refinación 3.84%. Para 2017, las tasas de descuento reales equivalentes fueron: Producción 3.34%, Transporte 3.43% y Refinación 3.77%.

21.2. Litigios

El siguiente cuadro detalla los principales litigios reconocidos en el estado de situación financiera consolidado, cuyas expectativas de pérdidas son de alta probabilidad y podrían implicar una salida de recursos al 31 de diciembre:

Pretensiones	2018	2017
Controversia por incumplimiento de contrato con las firmas Consulting Group e Industrial Consulting SAS, con la Refinería de Cartagena.	15,541	-
Perjuicios a terceros en razón a servidumbre de hidrocarburos en inmueble cercano a la Refinería de Cartagena.	11,019	11,019
Demanda presentada por un grupo de personas que afirman ser víctimas del incidente en Machuca, Municipio de Segovia – Antioquia contra Oleoducto Central Ocesa S.A.	9,410	9,410
Provisión para el pago de la prima del contrato de estabilidad jurídica 2016 con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en Refinería de Cartagena – Pago realizado en el año 2018	-	64,104
Litigio con Schrader Camargo, proveedor de Refinería de Cartagena. En el año 2018 se llegó a un acuerdo de pago.	-	17,003

21.3. 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 en proyectos que requieren licencia ambiental y hacen 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 con relación a los proyectos y operaciones 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 del 1% por la utilización del agua tomada directamente de fuentes naturales.

Los principales cambios que establecieron estos decretos se dieron con relación a las áreas de implementación, líneas de inversión y la base de liquidación de las obligaciones. Igualmente, se definió el 30 de junio de 2017 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, con relación a las líneas de inversión, manteniendo la base de liquidación del Decreto 1900.

Al 31 de diciembre de 2018 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. El Grupo se encuentra en proceso de análisis del impacto de la aplicabilidad de las modificaciones establecidas en los mencionados decretos.

21.4. Contingencias

Oleoducto Central Ocesa S.A.

Durante 2017, Oleoducto Central Ocesa. S.A. (Ocesa) reconoció una provisión, para atender una probable pérdida por los resultados que se pudieran derivar del proceso arbitral iniciado por Frontera Energy Colombia Corp., Sucursal Colombia (Frontera), dicho proceso arbitral, finalizó el 12 de julio de 2018, como consecuencia de la aprobación por parte del Tribunal Arbitral del acuerdo conciliatorio alcanzado por las partes, en virtud del cual se revisó la tarifa de transporte estándar y condiciones monetarias de los contratos de transporte suscritos el 29 de julio de 2014 para la capacidad ampliada resultante del Proyecto P135, extendiendo a su vez sus efectos desde el 1 de julio de 2017 (fecha efectiva de los contratos de transporte). En la misma fecha, 12 de julio de 2018, las partes suscribieron el correspondiente otrosí a los contratos de transporte vigentes, reflejando las modificaciones contenidas en el acuerdo conciliatorio aprobado.

Asimismo, con aquellos remitentes del Proyecto P135 que aceptaron la oferta vinculante extendida por Ocesa en atención a los principios de la Resolución No72146 del 2014, se suscribió un acuerdo de transacción y el respectivo otrosí modificatorio a los contratos de transporte, en iguales o equivalentes condiciones a las contenidas en el acuerdo conciliatorio y otrosíes con Frontera. En relación al proceso arbitral convocado por Vitol Colombia C.I. S.A.S., las partes solicitaron de mutuo acuerdo al Tribunal Arbitral cesar sus funciones como consecuencia del acuerdo de transacción logrado el 23 de julio de 2018. Esta solicitud fue aceptada por parte del Tribunal en audiencia del 8 de agosto de 2018, poniendo fin al proceso arbitral.

Los acuerdos de conciliación y transacción suscritos establecieron la obligación de los remitentes de cesar en sus acciones administrativas o judiciales en curso y abstenerse de promover en el futuro nuevas reclamaciones.

En consecuencia, Ocesa concilió y ajustó las cuentas por cobrar y por pagar que se tenían entre las partes y se emitieron las notas crédito para reflejar los saldos a favor de los remitentes. El reconocimiento en los estados financieros generó un movimiento de la provisión y su correspondiente efecto en otros ingresos operativos consolidados por \$56,122, aunado a la disminución del ingreso de actividades ordinarias al 31 de diciembre por las notas crédito emitidas.

Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.

Durante julio de 2018, los remitentes Frontera Energy Colombia Corp. (“Frontera”), Canacol Energy Colombia S.A.S. (“Canacol”) y Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S. (“Vetra” , y conjuntamente con Frontera y Canacol, los “Remitentes”) enviaron comunicaciones a Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (“Bicentenario”) donde manifiestan dar por terminado de forma

anticipada los Contratos de Transporte Ship or Pay celebrados en el año 2012 (los “Contratos de Transporte”). Bicentenario ha rechazado los términos de las comunicaciones señalando que no hay lugar a una terminación anticipada y ha reiterado a los Remitentes que los Contratos de Transporte se encuentran vigentes y que sus obligaciones deben ser oportunamente cumplidas.

Bajo el convencimiento de Bicentenario que los Contratos de Transporte continúan vigentes y que los Remitentes continuaron incumpliendo sus obligaciones bajo los mismos, Bicentenario constituyó en mora a los Remitentes por el no pago de las cuentas de cobro por concepto del servicio de transporte y ejecutó las cartas de crédito stand by, previstas como garantías en los Contratos de Transporte.

El 19 de octubre de 2018, Bicentenario notificó a Frontera de la existencia de una “Controversia” en los términos de la Cláusula 20 de los respectivos Contratos de Transporte y dio inicio a la etapa de arreglo directo prevista en la mencionada Cláusula. Dicha etapa terminó el 19 de diciembre de 2018, sin que se alcanzara a un acuerdo para dirimir la Controversia. Así mismo, el 1 de noviembre de 2018, Bicentenario notificó a Vetra y Canacol de la existencia de una “Controversia” en los términos de la Cláusula 20 del respectivo Contrato de Transporte y dio inicio a la etapa de arreglo directo prevista en la mencionada Cláusula. La etapa de arreglo directo continúa al 31 de diciembre de 2018.

Bicentenario ejercerá sus derechos en los términos de los Contratos de Transporte y sus acuerdos relacionados para garantizar su cumplimiento y reclamar cualquier compensación, indemnización o restitución derivada de la alegada terminación anticipada de dichos contratos y otros incumplimientos.

Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.

En julio de 2018, Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS (“Cenit”) recibió de parte de Frontera, Vetra y Canacol notificación de terminación de los contratos de transporte de crudo Ship or Pay, celebrados respecto del oleoducto Caño Limón - Coveñas (de propiedad de Cenit).

Con relación a lo anterior, CENIT emitió una comunicación el 17 de julio 2018 en la que se manifiesta que no se ha configurado el supuesto de hecho previsto en la cláusula 13.3 de los contratos en mención, para que Energy tenga la potestad contractual de decidir su terminación anticipada. En la misma comunicación CENIT manifiesta que continuará facturando y cobrando los servicios de transporte establecidos en los contratos mencionados, considerando que los mismos siguen vigentes por lo que Frontera debe cumplir con las obligaciones asumidas en cada uno de ellos.

El 29 de noviembre la Compañía, interpuso demanda arbitral contra Frontera por la terminación anticipada de los contratos de transporte Ship or Pay por el Oleoducto Caño Limón – Coveñas alegada por parte de Frontera así como por un desacuerdo tarifario originado en la oposición manifestada por el Grupo Frontera frente a la aplicación de las tarifas fijadas por el Ministerio de Minas y Energía para el periodo 2015-2019.

21.5. 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 consolidado dado que su ocurrencia no es probable:

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

Pretensiones	2018	2017
Responsabilidad administrativa y patrimonial por atentado terrorista perpetrado en el año 2015 contra el Oleoducto Transandino.	500,000	-
Acción de grupos que reclaman perjuicios derivados de la contaminación que ha ocasionado el atentado contra el oleoducto Transandino en el año 2015.	358,201	-
Daños ambientales por atentado terrorista perpetrado en 2015 contra el oleoducto Transandino.	209,220	209,220
Rompimiento del equilibrio económico y financiero con contratista para la construcción de sistema de transporte.	110,266	110,266
Incumplimiento de contrato y reconocimiento de reajustes salariales y otras pretensiones relacionadas con un proveedor de servicios de ingeniería.	85,198	-
El 14 de marzo de 2016 se presentó demanda por incumplimiento en la liquidación del contrato entre Konidol y Ecopetrol que generaron sobre costos en el contrato de mantenimiento.	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	60,313
Desequilibrio contractual con un proveedor de mantenimiento técnico.	51,429	-
Desequilibrio contractual con un tercero que provee servicios de montaje y construcción de facilidades de superficie para proyectos de exploración y producción.	35,741	-
Desequilibrio contractual con un tercero en relación con obras de conexión vial.	31,679	31,679
Incumplimiento de ciertas obligaciones pactadas en contrato con proveedor para la construcción y montaje de tanques.	31,213	-
Controversial contractual con un tercero en relación con servicio de adquisición y procesamiento de programa sísmico.	30,000	30,000

21.6. Detalle de activos contingentes

A continuación se presenta el detalle de los principales activos contingentes, cuya entrada de beneficios económicos al Grupo es probable, pero no prácticamente cierta:

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

Pretensiones	2018	2017
Reclamación de Ecopetrol por diferencias en la liquidación de ingresos adicionales por precios altos.	286,331	-
Desacuerdo respecto a la interpretación y aplicación de cláusula de producción escalonada.	98,031	-
Incumplimiento en contrato de asociación en relación con reembolso de costos administrativos y otras pretensiones.	43,007	40,711
En el año 2015 el administrador de los Convenios suscritos con una Corporación presentó denuncia penal por la presunta falsedad de un documento. Ecopetrol se constituye como víctima dentro del proceso.	32,000	32,000
Incumplimiento de la orden de compra de tubería, las características físicas del recubrimiento no corresponden con las contratadas.	21,232	21,232
Controversia contractual por otrosíes para el mantenimiento de algunos campos de producción.	13,449	-

Refinería de Cartagena S.A.

El 8 de marzo de 2016, Reficar presentó una solicitud de arbitraje ante la Cámara de Comercio Internacional en contra de las sociedades Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I (UK) Limited y CBI Colombiana S.A. (colectivamente, “CB&I” hoy “Mc Dermott International”), relacionada con los incumplimientos de los contratos de ingeniería, procura y construcción celebrados por Reficar y CB&I para la ampliación y modernización de la Refinería de Cartagena, ubicada en Cartagena, Colombia. En su solicitud de Arbitraje, Reficar reclama no menos de USD \$2 mil millones a CB&I.

El 25 de mayo de 2016, CB&I presentó su respuesta a la Solicitud de Arbitraje y la versión preliminar de su contrademanda contra Reficar, la cual ascienda a un valor aproximado de USD \$213 millones. El 27 junio de 2016, Reficar contestó la contrademanda de CB&I, oponiéndose a todas las pretensiones de CB&I. El 28 de abril de 2017, Reficar presentó su demanda no detallada y, en la misma fecha, CB&I presentó su contrademanda no detallada, reclamando una suma de aproximadamente USD \$116 millones y \$387,558, incluyendo USD \$ 70 millones de una carta de crédito de cumplimiento. Posteriormente, el 16 de marzo de 2018, CB&I presentó su contrademanda detallada, actualizando el valor reclamado a las sumas de USD \$129 millones y \$432,303, incluyendo intereses. En esta misma fecha, Reficar presentó su demanda detallada, en la cual reclama, entre otras pretensiones, la suma de USD \$ 139 millones por concepto de facturas pagadas provisionalmente en el marco de los acuerdos MOA y PIP y el Contrato EPC.

El tercer memorial escrito estaba programado para el 15 de febrero de 2019; sin embargo, el 4 de febrero de 2019, el tribunal suspendió todos los términos procesales. Las partes y el Tribunal Arbitral se encuentran definiendo las nuevas fechas para la presentación de los terceros memoriales escritos y para la celebración de la audiencia. El Tribunal Arbitral tampoco ha fijado la fecha en la que emitirá el Laudo Arbitral.

21.7. 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 31 de mayo de 2018, se dio inicio a la Audiencia de Formulación de Acusación en contra de algunos antiguos miembros de Junta Directiva de Refinería de Cartagena S.A. (“Reficar”), antiguos trabajadores de la refinería, y otras entidades externas al Grupo Empresarial Ecopetrol; por los delitos de interés indebido en la celebración de contratos (artículo 409 del Código Penal), peculado por apropiación en favor de terceros (artículo 397 del Código Penal), enriquecimiento ilícito de particulares en favor de terceros (artículo 327 del Código Penal) y falsedad ideológica en documento público (artículo 286 del Código Penal).

El de 1 de febrero de 2019 se interpuso recurso de apelación en contra de la decisión de negar una nulidad procesal, que fue concedido en efecto suspensivo.

Así mismo, se inició un nuevo proceso penal con la Audiencia de Imputación que se celebró el 22 octubre de 2018 por los delitos de administración desleal agravada (artículo 250 B del Código Penal) en concurso heterogéneo con obtención de documento público falso (artículo 288 del Código Penal), en contra de algunos antiguos miembros de Junta Directiva de Reficar y un antiguo trabajador de Reficar. A la fecha se encuentra a la espera de que se celebre Audiencia de Formulación de Acusación.

Ecopetrol S.A. y Reficar han participado como víctimas en las audiencias, de ambos procesos, adelantadas hasta el momento.

Por lo anterior, el Grupo no está en condiciones de pronosticar el resultado de estas investigaciones; 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, máxime que estas consecuencias no son propias de este tipo de procesos.

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

22. Patrimonio

22.1. Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol es \$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 \$11,499,933 conformada por 18,883,305,310 acciones. Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, el capital suscrito y pagado ascendía a \$25,040,067. No existe dilución potencial de acciones.

22.2. 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 \$4,457,997, (ii) \$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 \$2,118,468 y (iv) Prima en colocación de acciones por cobrar \$(143).

22.3. Reservas patrimoniales

La siguiente es la composición de las reservas al 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de	
	2018	2017
Reserva legal	2,088,192	1,426,151
Reservas fiscales y obligatorias	509,081	512,632
Reservas ocasionales	2,541,622	239,086
	<u>5,138,895</u>	<u>2,177,869</u>

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

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Saldo inicial	2,177,869	1,558,844
Liberación de reservas	(751,718)	(289,164)
Apropiación de reservas	3,712,744	908,189
Saldo final	5,138,895	2,177,869

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 \$239,086.

22.4. Ganancias retenidas y dividendos

El Grupo distribuye dividendos con base en los estados financieros anuales separados de Ecopetrol S.A., preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF).

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas, realizada el día 23 de marzo de 2018, aprobó el proyecto de distribución de utilidades sobre el ejercicio 2017 y definió distribuir dividendos por valor de \$3,659,386. Los dividendos pagados en 2018 atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A. ascendieron a \$3,659,386 (2017 – \$945,684).

22.5. 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 2018	2017
Diferencia en cambio en conversiones	10,643,205	8,157,504
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(1,203,460)	(1,149,864)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(557,381)	(553,091)
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(1,069,316)	(97,362)
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados	(30,962)	6,942
	7,782,086	6,364,129

22.6. Utilidad básica por acción

	2018	2017	2016
Utilidad neta atribuible a los accionistas	11,556,405	6,620,412	1,564,709
Promedio ponderado de acciones en circulación	41,116,694,690	41,116,694,690	41,116,694,690
Utilidad neta básica por acción (pesos)	281.1	161.0	38.1

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

23. Ingresos de actividades ordinarias

	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Ventas nacionales			
Destilados medios	11,586,192	9,590,326	8,553,503
Gasolinas y turbocombustibles	7,952,852	6,990,187	6,092,739
Servicio de transporte	3,531,404	3,589,553	3,817,991
Gas natural	1,885,846	1,815,754	1,988,336
Plástico y caucho	822,367	833,982	724,708
Crudos	550,479	909,871	553,666
G.L.P. y propano	574,639	509,619	405,869
Combustóleo	509,482	354,058	148,248
Asfaltos	335,426	275,803	340,400
Aromáticos	282,545	217,418	186,228
Polietileno	268,200	167,348	203,959
Servicios	239,410	283,799	225,293
Otros ingresos contratos gas	156,031	188,195	271,337
Otros productos	492,194	280,226	184,873
	29,187,067	26,006,139	23,697,150
Reconocimiento diferencial precios (1)	3,835,533	2,229,953	1,048,022
	33,022,600	28,236,092	24,745,172
Ventas al exterior			
Crudos	26,898,737	21,479,063	17,278,579
Diesel	3,050,839	1,213,740	1,604,498
Combustóleo	2,053,594	1,982,408	2,158,539
Gasolinas y turbocombustibles	1,782,194	1,223,994	1,046,758
Plástico y caucho	1,268,582	1,169,101	1,171,342
Gas natural	27,899	32,303	58,809
G.L.P. y propano	20,212	15,631	8,568
Amortización cobertura para futuras exportaciones (Nota 28.1.2)	(655,533)	(583,232)	(720,137)
Otros productos	350,811	441,124	380,222
	34,797,335	26,974,132	22,987,178
	67,819,935	55,210,224	47,732,350

- (1) Corresponde a la aplicación del Decreto 1068 de 2015, donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (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 procedentes de contratos con clientes.

Ventas por zona geográfica

	2018	%	2017	%	2016	%
Colombia	33,022,600	49%	28,236,092	51,1%	24,745,172	51,8%
Estados Unidos	14,765,674	22%	12,532,932	22,7%	11,535,922	24,2%
Asia	12,271,225	18%	6,136,796	11,1%	2,605,939	5,5%
Centro América y el Caribe	4,449,033	7%	6,070,565	11,0%	3,447,198	7,2%
Sur América y otros	2,184,101	3%	1,203,222	2,2%	2,546,319	5,3%
Europa	1,127,302	2%	1,030,617	1,9%	2,851,800	6,0%
	67,819,935	100%	55,210,224	100%	47,732,350	100%

Concentración de clientes

Durante el 2018, Organización Terpel S.A. representó el 14.0% de total de las ventas del periodo (2017 – 14.3% y 2016 – 14.4%); ningún otro cliente tiene más del 10% del total de ventas. No existe riesgo de que se afecte la situación financiera del Grupo por una potencial pérdida del cliente. La relación comercial con este cliente es la venta de productos refinados y el servicio de transporte. .

24. Costo de ventas

	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Costos variables			
Productos importados (1)	11,809,528	11,637,418	12,049,471
Compras de hidrocarburos - ANH (2)	5,667,567	4,338,576	3,178,198
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	5,049,666	5,750,334	5,318,390
Compras de crudo asociación y concesión	3,820,746	2,240,704	1,517,829
Materiales de proceso	968,884	889,122	608,538
Servicios de transporte de hidrocarburos	696,964	665,714	783,307
Energía eléctrica	662,297	561,424	618,678
Compras de otros productos y gas	632,509	488,056	519,884
Impuestos y contribuciones (3)	441,207	449,959	478,332
Servicios contratados asociación	260,207	195,689	305,326
Otros (4)	(186,087)	(663,915)	(432,694)
	29,823,488	26,553,088	24,945,268
Costos fijos			
Depreciaciones y amortizaciones	2,555,176	2,366,848	2,050,738
Mantenimiento	2,260,984	2,038,970	1,998,128
Costos laborales	2,105,803	1,815,213	1,571,517
Servicios contratados	1,796,354	1,414,056	1,083,176
Servicios contratados asociación	1,040,227	1,008,336	1,260,470
Materiales y suministros de operación	565,601	468,205	333,258
Impuestos y contribuciones	393,690	343,505	391,032
Servicios de transporte de hidrocarburos	261,237	333,671	157,463
Costos generales	366,972	551,587	445,537
	11,346,038	10,340,398	9,291,308
	41,169,527	36,893,477	34,236,577

- (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 del Grupo en operación directa como de terceros.
- (3) Incluye regalías de gas en dinero e impuesto al carbono.
- (4) Corresponde a la capitalización al inventario, producto del proceso de costeo y valoración, toda vez que los conceptos que componen el costo de ventas se reconocen por la totalidad de su importe incurrido.

25. Gastos de administración, operación y proyectos

	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Gastos de administración			
Gastos generales	911,645	723,341	556,563
Gastos laborales	662,258	624,424	657,051
Impuestos (1)	39,117	362,963	663,889
Depreciaciones y amortizaciones	40,838	53,796	45,765
	1,653,858	1,764,524	1,923,268
Gastos de operación y proyectos			
Gastos de exploración	1,387,379	1,341,940	728,590
Impuestos	433,506	324,223	286,331
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	466,862	471,657	568,513
Gastos laborales	316,386	310,947	278,383
Cuota de fiscalización	98,794	63,470	87,325
Depreciaciones y amortizaciones	44,318	95,516	177,252
Mantenimientos	50,846	122,273	147,197
Diversos	105,041	196,039	478,096
	2,903,132	2,926,065	2,751,687

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

26. Otros (gastos) ingresos operacionales, netos

	2018	2017	2016
(Gasto) recuperación de provisiones por litigios	(68,398)	(72,408)	112,999
Gasto disponibilidad gasoductos contratos BOMT's (1)	-	(72,318)	(125,077)
Gasto impairment de activos de corto plazo	(105,692)	(68,800)	(98,739)
Utilidad (pérdida) en venta de activos	(93,601)	40,227	(82,200)
Ganancia en adquisición de participaciones (Nota 30.3)	(12,065)	451,095	-
Indemnizaciones recibidas	-	-	17,790
Ingresos diferidos BOMT's (2)	-	-	211,768
Otros ingresos	244,301	227,607	237,571
	(35,455)	505,403	274,112

- (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.

27. Resultado financiero, neto

	Al 31 de diciembre de		
	2018	2017	2016
Ingresos financieros			
Resultados provenientes de activos financieros y otros	745,571	739,148	136,715
Rendimientos e intereses	383,624	405,562	386,001
Utilidad en venta de instrumentos de patrimonio	368	13,236	47,129
Recursos provenientes Santiago de las Atalayas	-	-	688,664
Otros ingresos financieros	-	1,410	53,234
	1,129,563	1,159,356	1,311,743
Gastos financieros			
Intereses (1)	(2,399,414)	(2,385,994)	(2,765,024)
Costo financiero de otros pasivos (2)	(668,782)	(753,047)	(580,491)
Resultados provenientes de activos financieros	(381,445)	(481,308)	(48,997)
Otros gastos financieros	(62,173)	(45,041)	(69,028)
	(3,511,814)	(3,665,390)	(3,463,540)
Pérdida por diferencia en cambio, neta	372,223	5,514	968,270
	(2,010,028)	(2,500,520)	(1,183,527)

- (1) Al 31 de diciembre se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por \$200,833 (2017 - \$191,651 y 2016 - \$341,209).
- (2) Incluye el gasto financiero de la obligación de abandono de activos y los pasivos por beneficios post-empleo.

28. Gestión de riesgos

28.1. Riesgo de tipo de cambio

El Grupo opera principalmente en Colombia y realiza ventas en el mercado local e internacional, por tal razón, está expuesta 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 del Grupo 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. Al 31 de diciembre de 2018, el peso colombiano se depreció 8.9%. Las tasas de cierre fueron \$3,249.75, \$2,984.00 y \$3,000.71 para el 2018, 2017 y 2016, 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, los costos de operación 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.

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

El saldo de los activos y pasivos financieros denominados en moneda extranjera, se presenta en la siguiente tabla:

(Millones de USD)

	2018	2017
Efectivo y equivalentes de efectivo	514	1,203
Otros activos financieros	2,138	1,072
Cuentas comerciales por cobrar y por pagar, neto	(202)	(7)
Préstamos y financiaciones	(9,689)	(12,590)
Otros activos y pasivos, neto	63	-
Posición pasiva neta	<u>(7,176)</u>	<u>(10,322)</u>

Del total de la posición pasiva neta, US\$(335) millones corresponden a pasivos netos de compañías con moneda funcional peso colombiano, cuya valoración afecta el resultado del ejercicio. Asimismo, US\$(6,841) millones de la posición neta corresponden a activos y pasivos monetarios de compañías del grupo con moneda funcional dólar, y a instrumentos de cobertura no derivados de Ecopetrol, para estos últimos su valoración es reconocida en el otro resultado integral, dentro del patrimonio.

28.1.1 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 2018:

Escenario/ Variación en la TRM	Efecto en resultados antes de impuestos (+/-)	Efecto en otros resultados integrales (+/-)
1%	(10,887)	222,315
5%	(54,433)	1,111,577

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

28.1.2. Cobertura contable de flujo de efectivo para futuras exportaciones

El Grupo 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, el Grupo 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 S.A. (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 del Grupo Empresarial.

Con el objetivo de expresar en los estados financieros el efecto de la cobertura natural existente entre exportaciones y endeudamiento, entendiendo 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 USD\$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 NIIF 9 – Instrumentos financieros.

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

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 el Grupo a partir del 1 de enero del 2015.

A continuación se presenta el movimiento de este instrumento de cobertura no derivado:

(Millones de USD)	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Saldo inicial	3,332	5,312
Reasignación de instrumentos de cobertura	3,366	1,803
Realización de las exportaciones	(3,366)	(1,803)
Amortización del principal (1)	(2,032)	(1,980)
Saldo final	1,300	3,332

- (1) El 27 de diciembre de 2018, Ecopetrol S.A. pagó anticipadamente la totalidad del bono internacional a 10 años emitido en 2009, cuyo valor nominal era de USD\$1,500 millones. Igualmente, el 30 de junio de 2017, 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 durante cada año:

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Saldo inicial	1,149,865	1,441,621
Diferencia en cambio	704,871	15,933
Realización de exportaciones (Nota 23)	(655,533)	(583,232)
Inefectividad	(35,270)	(14,036)
Impuesto de renta diferido	39,527	289,578
Saldo final (Nota 22.5)	1,203,460	1,149,864

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 \$3,249.75, es la siguiente:

Año	Antes de impuestos	Impuestos	Después de impuestos
2019	1,017,004	(335,611)	681,393
2020	242,772	(80,115)	162,657
2021	185,327	(61,158)	124,169
2022	185,327	(61,158)	124,169
2023	141,970	(30,898)	111,072
	1,772,400	(568,940)	1,203,460

28.1.3. 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 Ecopetrol S.A. 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:

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 2018	2017
Saldo inicial	97,362	155,359
Diferencia en cambio	1,381,900	(86,892)
Inefectividad de cobertura	378	329
Impuesto de renta diferido	(410,324)	28,566
Saldo final (Nota 22.5)	1,069,316	97,362

28.1.4. Coberturas con derivados para cubrir riesgo cambiario

El Grupo 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 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 2018, se tienen contratos forwards con posición neta corta por US\$332 millones (2017 – US\$327 millones) con vencimientos entre enero y diciembre de 2019.

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 \$80,636 (2017- \$99,971 de utilidad) y el monto reconocido en el otro resultado integral fue de \$52,174 de pérdida (2017 - \$35,769 de utilidad).

28.2. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que el Grupo 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.

28.2.1. Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y servicios de transporte, el Grupo puede estar expuesta al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La Gerencia 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 del Grupo Empresarial.

El Grupo 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.

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 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. El Grupo 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.

El Grupo 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:

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Vencidos con menos de tres meses	336,993	65,354
Vencidos entre 3 y 6 meses	487,074	1,131
Vencidos con más de 6 meses	93,656	79,688
Total	<u>917,723</u>	<u>146,173</u>

28.2.2. Riesgo de crédito para recursos depositados en instituciones financieras

Siguiendo el Decreto 1525 de 2008, que provee las normas generales sobre inversiones para entidades públicas, Ecopetrol estableció las directrices para la gerencia 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, BRC o Standard & Poor's. Además, el Grupo también podrá invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno nacional sin restricciones de calificación.

Para diversificar el riesgo en la cartera de pesos, el Grupo 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. El Grupo ha cumplido con esta política.

La calificación crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones que involucran instrumentos financieros se encuentra revelada en las notas 6 – Efectivo y equivalentes de efectivo, Nota 9 – Otros activos financieros y Nota 20 – Provisiones por beneficios a empleados.

28.3. Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés se ocasiona debido a que existen instrumentos indexados a tasas flotantes tanto en el portafolio de inversiones, como en algunas deudas financieras (LIBOR, DTF e IPC). Por lo tanto, la volatilidad en las tasas de interés puede afectar el costo amortizado, el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con las inversiones y la deuda.

Al 31 de diciembre de 2018 el 17% (2017: 19.0%) 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, implementando controles límites en la duración del portafolio, el Valor en Riesgo – VAR y *tracking error*.

Los patrimonios autónomos vinculados a los pasivos pensionales del Grupo 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 en el 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	(71,123)	240,711	(513,699)
- 100 puntos básicos	71,123	(94,062)	527,058

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la Nota 20 - Provisiones por beneficios a empleados.

28.4. 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 del Grupo Empresarial, 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 las 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, el Grupo se puede ver forzado 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 las políticas destinadas a garantizar que haya fondos netos suficientes para cumplir con los compromisos financieros del Grupo 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 2018, El Grupo utilizó USD\$2,537 millones equivalentes (2017 - USD\$ 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 2019 y 2025. Estos movimientos están descritos en la Nota 18 – Préstamos y financiaciones.

El siguiente es un resumen de la madurez de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2018; los montos presentados en la tabla son los flujos de efectivo contractuales no descontados; los pagos previstos en moneda extranjera fueron re expresados tomando como tasa de cambio \$3,249.75 pesos/dólar.

En consecuencia, estas cantidades no pueden reconciliarse con los montos presentados en el Estado de Situación Financiera Consolidado:

	Hasta 1 año	1-5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Préstamos (pago de principal e intereses)	3,570,843	16,093,120	20,942,328	19,300,708	59,906,999
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8,945,790	30,522	-	-	8,976,312
Total	12,516,633	16,123,642	20,942,328	19,300,708	68,883,311

28.5. 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 2018 y 2017:

	Al 31 de diciembre de 2018	2017
Préstamos y financiaciones (Nota 18)	38,062,645	43,547,835
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(6,311,744)	(7,945,885)
Otros activos financieros (Nota 9)	(8,147,815)	(6,533,725)
Deuda financiera neta	23,603,086	29,068,225
Patrimonio	59,304,438	49,781,305
Apalancamiento	28.47%	36.87%

El movimiento de la deuda financiera neta se detalla en la Nota 18.8.

29. Partes relacionadas

Los saldos con Compañías asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2018 y 2017 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Cuentas por pagar	Préstamos	Otros pasivos
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited (1)	22,958	-	19,214	87,079	855,135	67
Ecodiesel Colombia S.A.	522	-	-	23,857	-	1
Offshore International Group Inc (2)	-	117,824	-	-	-	-
Asociadas						
Invercolsa S.A.	-	-	-	-	-	-
Serviport S.A.	-	-	-	5,482	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	23,480	117,824	19,214	116,418	855,135	68
Corriente	23,480	-	19,214	116,418	855,135	68
No corriente	-	117,824	-	-	-	-
	23,480	117,824	19,214	116,418	855,135	68

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

	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	-	-
Offshore International Group Inc (2)	-	154,810	-	-	-	-
Asociadas						
Invercolsa S.A.	18,641	-	-	-	-	-
Serviport S.A.	-	-	-	5,820	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	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

Préstamos con vinculados:

- (1) Depósitos mantenidos por Equion en Capital AG por valor nominal de USD\$263 millones, con una tasa LIBOR a 3 meses + 1,92%.
- (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 2018 es de US\$35.

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 partes relacionadas por años finalizados el 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016 se detallan como sigue:

	2018		2017		2016	
	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	67,002	846,284	425,881	598,636	491,698	418,618
Ecodiesel Colombia S.A.	6,860	267,498	6,583	259,269	5,744	265,584
Offshore International Group Inc	2,386	-	15,188	-	6,285	-
Asociadas						
Serviport S.A.	-	-	-	-	-	24,572
	76,248	1,113,782	447,652	857,905	503,727	708,774

Los dividendos recibidos de estas Compañías están relacionados en la nota 12 – Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

29.1. 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 \$ 4,687,000 pesos para 2018, a \$ 4,426,000 pesos para 2017 y \$ 4,140,000 pesos para 2016. 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 2018 por concepto de honorarios a miembros de Junta Directiva ascendió a \$ 2,152 (2017 - \$ 1,877).

La compensación total pagada a los miembros del Comité Directivo activos al 31 de diciembre del 2018 ascendió a \$ 21,580 (2017 - \$ 20,669). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2018 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación a los funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a \$ 5,491 (2017 - \$ 5,401).

Al 31 de diciembre de 2018, 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
Jaime Caballero	<1% acciones en circulación
Jorge Calvache	<1% acciones en circulación
Rafael Espinosa Roza	<1% acciones en circulación

29.2. Planes de beneficios post-empleo

La Gerencia 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. En el año 2008, Ecopetrol S.A. recibió la autorización para 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, de acuerdo a lo estipulado en el Decreto 1833 de 2016.

Desde noviembre de 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 fiduciarias 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.

29.3. 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, el Grupo 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, el Grupo 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 24 - 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 23 – Ingresos de actividades ordinarias 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.

30. Operaciones conjuntas

El Grupo 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 2018 son las siguientes:

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

30.1. 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
Frontera Energy Colombia Corp	Quifa	Producción	40%	Colombia
Equion Energia 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 México
Repsol - León	León	Exploración	40%	Golfo de México
Noble Energy	Gunflint	Producción	32%	Golfo de México
Murphy Oil	Dalmatian	Producción	30%	Golfo de México
Anadarko	K2	Producción	21%	Golfo de México
Equion Energia Limited	Niscota	Producción	20%	Colombia
CNOOC – British Petroleum	Pau Brasil	Exploración	20%	Brasil
Chevron	CE-M-715 R11	Exploración	50%	Brasil

30.2. Contratos en los cuales Ecopetrol es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
ExxonMobil Exploration Colombia	VMM29 CR2 C62	Exploración	50%	Colombia
Talisman Colombia Oil	CPO9	Exploración	55%	Colombia
ONGC Videsh Limited Sucursal Colombia	RC9	Exploración	50%	Colombia
CPVEN E&P Corp 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
Gas Ltd.	CPO9 - Akacias	Producción	55%	Colombia
Occidental andina LLC	La Cira Infantas Teca	Producción	58%	Colombia
			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

30.3. Operaciones relevantes durante el periodo

Durante el 2018 y 2017, se presentaron los siguientes hechos relevantes en los contratos de operaciones conjuntas:

a) Acuerdo por la adquisición del 10% en Bloque Saturno

En diciembre de 2018, el Grupo celebró un acuerdo con Shell y Chevron, por una participación del 10% en el bloque Saturno, ubicado en la región central de la cuenca Santos; el cual fue asignado a Shell y Chevron el 28 de septiembre de 2018 en la Quinta Ronda del Pre-Sal realizada por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil (ANP).

Esta transacción se encuentra sujeta a la aprobación del Ministerio de Minas y Energía de Brasil y la ANP. Una vez se lleven a cabo las aprobaciones respectivas, la participación de los socios en el bloque sería la siguiente: Ecopetrol 10%, Shell (socio operador) el 45% y Chevron el 45%.

b) 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 \$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 período intermedio.

Los costos de transacción incurridos en la operación ascendieron a US\$0.2 millones, reconocidos en el resultado del ejercicio de 2017.

Durante 2018, se realizó la Declaración de Liquidación Final (Final Settlement Statement) por \$12,065 (US\$4.2 millones) reconocido como un ajuste al valor razonable de participaciones en operaciones conjuntas.

31. Información por segmentos

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

31.1. 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 2018, 2017 y 2016:

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 2018				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas terceros	29,328,963	34,947,948	3,543,024	-	67,819,935
Ventas inter segmentos	20,259,864	2,063,425	7,811,143	(30,134,432)	-
Ingresos por ventas	49,588,827	37,011,373	11,354,167	(30,134,432)	67,819,935
Costos de Ventas	(32,224,332)	(35,658,753)	(3,402,087)	30,115,645	(41,169,527)
Utilidad Bruta	17,364,495	1,352,620	7,952,080	(18,787)	26,650,408
Gastos de administración	(889,293)	(443,880)	(320,498)	(187)	(1,653,858)
Gastos de operación y proyectos	(1,993,054)	(668,177)	(263,104)	21,203	(2,903,132)
Impairment de activos a largo plazo	807,970	(984,704)	(169,870)	-	(346,604)
Otros ingresos operacionales y (gastos), neto	(137,836)	(13,652)	118,905	(2,872)	(35,455)
Resultado de la operación	15,152,282	(757,793)	7,317,513	(643)	21,711,359
Resultado financiero, neto					
Ingresos financieros	1,099,893	147,689	110,898	(228,917)	1,129,563
Gastos financieros	(2,037,966)	(1,295,528)	(407,589)	229,269	(3,511,814)
Utilidad (pérdida) por diferencia en cambio	868,479	(517,410)	21,154	-	372,223
	(69,594)	(1,665,249)	(275,537)	352	(2,010,028)
Participación en los resultados de compañías	123,949	27,730	2,841	-	154,520
Resultado antes de impuesto a las ganancias	15,206,637	(2,395,312)	7,044,817	(291)	19,855,851
Gasto por impuesto a las ganancias	(5,829,335)	1,076,923	(2,569,607)	-	(7,322,019)
Utilidad neta del periodo	9,377,302	(1,318,389)	4,475,210	(291)	12,533,832
Utilidad atribuible:					
A los accionistas	9,439,750	(1,316,376)	3,433,322	(291)	11,556,405
Participación no controladora	62,448	2,013	(1,041,888)	-	(977,427)
	9,377,302	(1,318,389)	4,475,210	(291)	12,533,832

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 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)

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

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

31.2. Ventas por producto

Las ventas por producto de cada segmento se detallan a continuación para los años terminados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

	Al 31 de diciembre de 2018				
	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Total
Ventas Nacionales					
Destilados medios	725	11,585,467	-	-	11,586,192
Gasolinas y turbocombustibles	-	9,662,200	-	(1,709,348)	7,952,852
Servicio de Transporte	37,279	36,321	11,089,012	(7,631,208)	3,531,404
Gas natural	2,535,658	-	-	(649,812)	1,885,846
Plástico y caucho	-	822,367	-	-	822,367
Crudos	20,142,527	-	-	(19,592,048)	550,479
G.L.P. y propano	245,875	329,569	-	(805)	574,639
Combustóleo	20,391	489,091	-	-	509,482
Asfaltos	26,406	309,020	-	-	335,426
Aromáticos	-	282,545	-	-	282,545
Polietileno	-	268,200	-	-	268,200
Servicios	103,522	190,612	265,059	(319,783)	239,410
Otros Ingresos Contratos Gas	156,031	-	-	-	156,031
Otros Productos	11,484	712,139	0	(231,428)	492,194
	23,279,898	24,687,531	11,354,071	(30,134,432)	29,187,067
Reconocimiento diferencial precios	-	3,835,533	-	-	3,835,533
	23,279,898	28,523,064	11,354,071	(30,134,432)	33,022,600
Ventas al Exterior					
Crudos	26,898,737	-	-	-	26,898,737
Diesel	-	3,050,839	-	-	3,050,839
Combustóleo	-	2,053,594	-	-	2,053,594
Gasolinas y Turbocombustibles	-	1,782,194	-	-	1,782,194
Plástico y caucho	-	1,268,582	-	-	1,268,582
Gas natural	27,899	-	-	-	27,899
G.L.P. y propano	20,212	-	-	-	20,212
Amortización cobertura para futuras exportaciones	(655,533)	-	-	-	(655,533)
Otros Productos	17,614	333,101	96	-	350,811
	26,308,929	8,488,310	96	-	34,797,335
Total Ingresos	49,588,827	37,011,373	11,354,167	(30,134,432)	67,819,935

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 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

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

31.3. Inversión por segmentos

Los siguientes son los montos de las inversiones realizadas por cada segmento por los años finalizados al 31 de diciembre de 2018, 2017 y 2016:

2018	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, Planta y Equipo	2,080,874	692,977	529,078	3,302,929
Recursos naturales	5,051,828	-	-	5,051,828
Intangibles	56,755	20,203	28,711	105,669
	7,189,457	713,180	557,789	8,460,426
2017	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte	Total
Propiedad, 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

32. 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). La Gerencia Corporativa de Reservas de Ecopetrol S.A. presenta en conjunto con la Gerencia de Upstream y la Vicepresidencia de Desarrollo, el balance de reservas a la Junta Directiva para aprobación de divulgación de cifras

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 3 Compañías auditoras especializadas: DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott Company, Gaffney Cline & Associates y sproule International Limited. 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 2018 y 2017, la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por el Grupo:

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

	2018			2017		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	1,088	3,254	1,659	1,033	3,218	1,598
Revisión de estimaciones (1)	121	(4)	121	124	294	175
Recobro mejorado	128	4	129	72	4	73
Compras	-	-	-	3	2	4
Extensiones y descubrimientos	54	18	57	44	-	43
Ventas	-	-	-	-	-	-
Producción	(191)	(270)	(239)	(188)	(264)	(234)
Saldo final	1,200	3,002	1,727	1,088	3,254	1,659
<i>Reservas probadas desarrolladas:</i>						
Saldo inicial	818	3,158	1,372	779	3,131	1,329
Saldo final	883	2,882	1,389	818	3,158	1,372
<i>Reservas probadas no desarrolladas:</i>						
Saldo inicial	270	96	287	254	87	269
Saldo final	317	119	338	270	96	287

- (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.

33. 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 de operaciones	Área geográfica	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Refinería de Cartagena S.A.S *	Dólar	100%	Refinación de hidrocarburos, comercialización y distribución de productos	Colombia	Colombia	18,760,251	(802,450)	27,881,795	9,121,544
Cenit transporte y logística S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Almacenamiento y transporte por ductos de hidrocarburos	Colombia	Colombia	14,887,899	3,575,831	16,664,864	1,776,965
Ecopetrol Global Energy S.L.U	Dólar	100%	Vehículo de inversión	España	España	2,777,401	(757,450)	2,777,806	405
Ecopetrol Oleo é Gas do Brasil Ltda.	Real	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Brasil	Brasil	125,745	(70,052)	140,372	14,627
Ecopetrol del Perú S. A.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Perú	Perú	51,888	(1,353)	55,715	3,827
Ecopetrol América Inc.	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Estados Unidos	Estados Unidos	2,571,983	(603,957)	3,015,656	443,673
Hocol Petroleum Limited	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	2,750,902	195,577	2,750,994	92
Propilco S.A.	Dólar	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia	1,617,742	145,371	2,024,401	406,659
Ecopetrol Capital AG	Dólar	100%	Captación de excedentes y financiamiento para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Suiza	Suiza	1,493,572	129,343	6,544,222	5,050,650
Andean Chemicals Ltd.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	1,245,931	(382,366)	1,247,062	1,131
Black Gold Re Ltd.	Dólar	100%	Reaseguradora para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Bermuda	Bermuda	691,710	28,303	905,207	213,497
Ecopetrol Germany Gmbh (***)	Dólar	100%	Exploración y explotación de hidrocarburos	Alemania	Angola	2,277	(254)	2,632	355
Hocol S.A	Dólar	100%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Islas Caimán	Colombia	1,992,017	193,160	2,858,115	866,098
COMAI - Compounding and Masterbatching Industry	Peso Colombiano	100%	Fabricación compuestos de polipropileno y masterbatches	Colombia	Colombia	149,876	122,537	202,175	52,299

* 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	de Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Bioenergy S. A.	Peso Colombiano	99.35%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	170,227	(308,331)	249,155	78,928
Bioenergy Zona Franca S. A. S.	Peso Colombiano	99.35%	Producción de biocombustibles	Colombia	Colombia	100,297	(202,061)	530,651	430,354
Oleoducto Central S. A. - Ocesa	Dólar	72.65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	3,873,622	1,989,065	6,550,710	2,677,088
Oleoducto de los Llanos Orientales S. A. - ODL	Peso Colombiano	65%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Panamá	Colombia	1,083,479	416,347	1,887,076	803,597
Oleoducto de Colombia S. A. - ODC	Peso Colombiano	73%	Transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	382,937	265,460	593,387	210,450
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	Peso Colombiano	55.97%	Actividad transporte por ductos de petróleo crudo	Colombia	Colombia	1,243,689	495,107	3,464,898	2,221,209
Esenttia Resinas del Perú SAC	Dólar	100%	Comercialización resinas de polipropileno y masterbatches	Perú	Perú	4,694	404	26,517	21,823
Ecopetrol Costa Afuera S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Exploración en offshore	Colombia	Colombia	12,505	(4,427)	31,520	19,015
ECP Hidrocarburos de México S.A. de CV	Dólar	100%	Exploración en offshore	México	México	25,836	(80,845)	42,907	17,071
Ecopetrol Energía SAS E.S.P.	Peso Colombiano	100%	Servicio público de suministro de energía	Colombia	Colombia	3,414	414	45,953	42,539

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	de Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Asociadas									
Invercolsa S.A. (1)	Peso Colombiano	43%	Holding con inversiones en compañías de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia	510,116	240,949	560,536	50,420
Serviport S.A. (2)	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	22,882	2,862	67,222	44,340
Sociedad Portuaria Olefinas y Derivados S.A. (1)	Peso Colombiano	50%	Construcción, uso, mantenimiento, adecuación y administración de instalaciones portuarias, puertos, muelles privados o de servicio al público en general	Colombia	Colombia	3,173	308	6,145	2,972
Negocios conjuntos									
Equion Energía Limited	Dólar	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	1,993,213	399,323	2,589,747	596,534
Offshore International Group	Dólar	50%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Estados Unidos	Perú	771,492	(322,969)	1,878,508	1,107,016
Ecodiesel Colombia S.A.	Peso Colombiano	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleo químicos	Colombia	Colombia	82,608	12,846	119,991	37,383

(1) Información disponible al 30 de noviembre de 2018. Para Invercolsa es estados financieros separados.

(2) Información disponible al 30 de septiembre de 2018. La inversión en esta compañía se encuentra totalmente deteriorada.

(***) Compañías en proceso de liquidación.

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 (valores nominales)

Clase de crédito	Compañía	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Moneda	Valor desembolsado	Saldo pendiente 31-dic-2018	Saldo pendiente 31-dic-2017	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-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	Oleoducto Bicentenario ODL - Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	jul-12	jul-24	COP	2,100,000	1,191,050	1,373,750	Flotante	Trimestral	Trimestral
		ago-13	ago-20	COP	800,000	224,000	352,000	Flotante	Trimestral	Trimestral
Bonos moneda extranjera	Ecopetrol S.A.	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
	Oleoducto Central S.A.	may-14	may-21	USD	500	500	500	Fijo	Bullet	Semestral
Créditos comerciales internacionales - Refinería de Cartagena	Ecopetrol S.A.	dic-17	dic-27	USD	2,001	1,742	1,941	Fijo	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-27	USD	76	66	73	Flotante	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-27	USD	73	63	71	Fijo	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-27	USD	159	138	154	Flotante	Semestral	Semestral
		dic-17	dic-25	USD	359	321	344	Flotante	Semestral	Semestral

** Deuda financiera designada como instrumento de cobertura (ver Nota 28.1).