



Ecopetrol S. A.

Estados financieros separados

31 de diciembre de 2018

Informe del Revisor Fiscal

A la asamblea de accionistas de
Ecopetrol S.A.

Informe sobre los Estados Financieros

He auditado los estados financieros separados adjuntos de Ecopetrol S.A., que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y los correspondientes estados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y el resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidades de la Administración en Relación con los Estados Financieros

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de los estados financieros separados 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 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 fundamentada en mi auditoría. He llevado a cabo mi auditoría de acuerdo con normas internacionales de auditoría aceptadas en Colombia. Dichas normas exigen que cumpla con requisitos éticos, planifique y lleve a cabo mi auditoría para obtener seguridad razonable en cuanto a si los estados financieros 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. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores materiales en los estados financieros. En el proceso de evaluar estos riesgos, el auditor considera los controles internos relevantes para la preparación y presentación de los estados financieros, 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. Considero que la evidencia de auditoría obtenida proporciona una base razonable para emitir mi opinión.

Opinión

En mi opinión, los estados financieros separados adjuntos, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación financiera de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, adoptadas por la Contaduría General de la Nación.

Otros Asuntos

Los estados financieros separados bajo normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2017, que hacen parte de la información comparativa de los estados financieros 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.

Otros Requerimientos Legales y Reglamentarios

Fundamentado en el alcance de mi auditoría, no estoy enterado de situaciones indicativas de inobservancia en el cumplimiento de las siguientes obligaciones de la Compañía: 1) Llevar los libros de actas, registro de accionistas y de contabilidad, según las normas legales y la técnica contable; 2) Desarrollar las operaciones conforme a los estatutos y decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva, y a las normas relativas a la seguridad social integral; y 3) Conservar la correspondencia y los comprobantes de las cuentas. Adicionalmente, existe concordancia entre los estados financieros adjuntos y la información contable incluida en el informe de gestión preparado por la Administración de la Compañía, el cual incluye la constancia por parte de la Administración sobre la libre circulación de las facturas con endoso emitidas por los vendedores o proveedores. El informe correspondiente a lo requerido por el artículo 1.2.1.2 del Decreto 2420 de 2015 lo emití por separado el 25 de febrero de 2019.

(Original firmado)

Víctor Hugo Rodríguez Vargas

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 57851 - T

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

Bogotá D.C., Colombia
25 de febrero de 2019

Contenido

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía	2
Estado de situación financiera separado	3
Estado de ganancias y pérdidas separado	4
Estado de otros resultados integrales separado	5
Estado de cambios en el patrimonio separado	6
Estado de flujos de efectivo separado	7
1. Entidad reportante	8
2. Bases de preparación y presentación.....	8
3. Estimaciones y juicios contables significativos	10
4. Políticas contables	14
5. Nuevos estándares y cambios normativos.....	30
6. Efectivo y equivalentes de efectivo	33
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	34
8. Inventarios, neto	34
9. Otros activos financieros.....	35
10. Impuestos	36
11. Otros activos.....	44
12. Inversiones en compañías	45
13. Propiedades, planta y equipo.....	48
14. Recursos naturales y del medio ambiente	50
15. Intangibles.....	52
16. Impairment de activos a largo plazo	52
17. Préstamos y financiaciones	55
18. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	58
19. Provisiones por beneficios a empleados.....	59
20. Provisiones y contingencias.....	64
21. Patrimonio.....	67
22. Ingresos de actividades ordinarias.....	69
23. Costo de ventas	70
24. Gastos de administración, operación y proyectos.....	71
25. Otros (gastos) ingresos operacionales, neto.....	71
26. Resultado financiero, neto	72
27. Gestión de riesgos	72
28. Partes relacionadas	78
29. Operaciones conjuntas	82
30. Reservas de petróleo y gas (no auditadas).....	84
31. Eventos subsecuentes.....	84
Anexo 1 Información sobre inversiones en compañías (1/2)	85
Anexo 2 Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales).....	87

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 separados de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 y por el periodo de doce meses terminado 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 separados de la Compañía al 31 de diciembre de 2018, 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 se han reconocido en los estados financieros separados.
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.
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 separados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente – Representante legal

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

Ecopetrol S.A.

Estados de situación financiera separados

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Al 31 de diciembre	
		2018	2017
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	2,259,319	4,356,995
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	7,641,902	6,157,596
Inventarios, neto	8	3,459,332	3,231,719
Otros activos financieros	9	6,610,813	5,196,145
Activos por impuestos corrientes	10	827,130	399,058
Otros activos	11	839,208	777,408
Activos mantenidos para la venta		23,917	22,869
Total activos corrientes		21,661,621	20,141,790
Activos no corrientes			
Inversiones en compañías	12	45,142,444	42,709,577
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	575,872	698,281
Propiedades, planta y equipo	13	21,040,668	19,961,016
Recursos naturales y del medio ambiente	14	19,383,783	17,080,409
Intangibles	15	249,762	242,170
Activos por impuestos diferidos	10	2,309,439	2,856,449
Otros activos financieros	9	2,402,041	3,053,546
Otros activos	11	996,193	805,788
Total activos no corrientes		92,100,202	87,407,236
Total activos		113,761,823	107,549,026
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	17	2,587,667	4,295,789
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	7,683,016	6,177,537
Provisiones por beneficios a empleados	19	1,760,832	1,787,701
Pasivos por impuestos corrientes	10	517,083	539,784
Provisiones y contingencias	20	744,074	342,685
Otros pasivos		282,784	203,825
Total pasivos corrientes		13,575,456	13,347,321
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	17	30,705,995	34,843,984
Provisiones por beneficios a empleados	19	6,789,669	6,502,475
Pasivos por impuestos diferidos	10	143,947	148,209
Provisiones y contingencias	20	5,313,565	4,794,760
Otros pasivos		19,584	13,646
Total pasivos no corrientes		42,972,760	46,303,074
Total pasivos		56,548,216	59,650,395
Patrimonio			
Capital suscrito y pagado		25,040,067	25,040,067
Prima en emisión de acciones		6,607,699	6,607,700
Reservas		5,138,895	2,177,869
Otros resultados integrales		7,844,339	6,426,382
Resultados acumulados		12,582,607	7,646,613
Patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía	21	57,213,607	47,898,631
Total pasivos y patrimonio		113,761,823	107,549,026

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados.

(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 separados

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

	Nota	Por los años terminados el 31 de diciembre	
		2018	2017
Ingresos de actividades ordinarias	22	60,025,772	46,490,473
Costos de ventas	23	<u>(42,282,952)</u>	<u>(35,468,402)</u>
Utilidad bruta		17,742,820	11,022,071
Gastos de administración	24	(941,128)	(800,556)
Gastos de operación y proyectos	24	(1,145,852)	(1,755,117)
Recuperación (gasto) impairment de activos a largo plazo	16	644,943	(516,455)
Otros (gastos) ingresos operacionales, neto	25	<u>(148,217)</u>	<u>73,790</u>
Resultado de la operación		16,152,566	8,023,733
Resultado financiero, neto	26		
Ingresos financieros		1,106,094	1,320,831
Gastos financieros		(3,240,062)	(3,112,696)
Ganancia por diferencia en cambio, neta		<u>427,958</u>	<u>39,296</u>
		(1,706,010)	(1,752,569)
Participación en los resultados de compañías	12	<u>2,407,248</u>	<u>3,060,763</u>
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		16,853,804	9,331,927
Gasto por impuesto a las ganancias	10	<u>(5,297,399)</u>	<u>(2,711,515)</u>
Utilidad neta		11,556,405	6,620,412
Utilidad básica por acción		281.1	161.0

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados.

(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 separados

(Expresados en millones de pesos colombianos completos)

	Por los años terminados el 31 de diciembre		
	Nota	2018	2017
Utilidad neta del año		11,556,405	6,620,412
Otros resultados integrales:			
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias y pérdidas (neto de impuestos):			
(Pérdidas) ganancias en operaciones de cobertura:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 27.1.2)		(53,596)	291,756
Inversión neta en negocio en el extranjero (Nota 27.1.3)		(971,954)	57,997
Pérdida en valoración de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	(7,828)
Utilidad (pérdida) método de participación patrimonial	12.1	2,447,797	(232,016)
		1,422,247	109,909
Elementos que no pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Pérdidas actuariales		(4,290)	(1,548,044)
Otras pérdidas		-	(11,816)
		(4,290)	(1,559,860)
Otros resultados integrales		1,417,957	(1,449,951)
Total resultado integral		12,974,362	5,170,461

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados.

(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 separados

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	<u>Nota</u>	<u>Capital suscrito y pagado</u>	<u>Prima en emisión de acciones</u>	<u>Reserva legal</u>	<u>Otras reservas</u>	<u>Otros resultados integrales</u>	<u>Utilidades acumuladas</u>	<u>Total Patrimonio</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2017		25,040,067	6,607,700	1,426,151	751,718	6,426,382	7,646,613	47,898,631
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	11,556,405	11,556,405
Liberación de reservas	21.3	-	-	-	(751,718)	-	751,718	-
Dividendos decretados	21.4	-	-	-	-	-	(3,659,386)	(3,659,386)
Otros movimientos		-	(1)	-	-	-	1	-
<u>Apropiación de reservas</u>								
Legal		-	-	662,041	-	-	(662,041)	-
Fiscales y estatutarias	21.3	-	-	-	509,081	-	(509,081)	-
Ocasionales	21.3	-	-	-	2,541,622	-	(2,541,622)	-
<u>Otros resultados integrales</u>								
Ganancias en instrumentos de cobertura:								
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	-	(53,596)	-	(53,596)
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	-	(971,954)	-	(971,954)
Método de participación patrimonial	12.1	-	-	-	-	2,447,797	-	2,447,797
Pérdidas actuariales		-	-	-	-	(4,290)	-	(4,290)
Saldo al 31 de diciembre de 2018		25,040,067	6,607,699	2,088,192	3,050,703	7,844,339	12,582,607	57,213,607

	<u>Nota</u>	<u>Capital suscrito y pagado</u>	<u>Prima en emisión de acciones</u>	<u>Reserva legal</u>	<u>Otras reservas</u>	<u>Otros resultados integrales</u>	<u>Utilidades acumuladas</u>	<u>Total Patrimonio</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2016		25,040,067	6,607,699	1,269,680	289,164	7,876,333	2,590,911	43,673,854
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	6,620,412	6,620,412
Liberación de reservas	21.3	-	-	-	(289,164)	-	289,164	-
Dividendos decretados	21.4	-	-	-	-	-	(945,684)	(945,684)
Otros movimientos		-	1	-	-	-	(1)	-
<u>Apropiación de reservas</u>								
Legal		-	-	156,471	-	-	(156,471)	-
Fiscales y estatutarias	21.3	-	-	-	512,632	-	(512,632)	-
Ocasionales	21.3	-	-	-	239,086	-	(239,086)	-
<u>Otros resultados integrales</u>								
Ganancias en instrumentos de cobertura:								
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	-	291,756	-	291,756
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	-	57,997	-	57,997
Pérdida en valoración de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	-	-	-	(7,828)	-	(7,828)
Método de participación patrimonial	12.1	-	-	-	-	(232,016)	-	(232,016)
Pérdidas actuariales		-	-	-	-	(1,548,044)	-	(1,548,044)
Otros movimientos		-	-	-	-	(11,816)	-	(11,816)
Saldo al 31 de diciembre de 2017		25,040,067	6,607,700	1,426,151	751,718	6,426,382	7,646,613	47,898,631

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados.

(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 flujos de efectivo separados
(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Por los años terminados el 31 de diciembre	
		2018	2017
Flujos de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del año		11,556,405	6,620,412
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:			
Gasto por impuesto a las ganancias	10	5,297,399	2,711,515
Depreciación, agotamiento y amortización	13,14,15	5,004,817	5,477,100
Utilidad por diferencia en cambio	26	(427,958)	(39,296)
Costo financiero de préstamos y financiaciones	26	2,140,480	1,754,151
Costo financiero de beneficios post-empleo y costos de abandono	26	637,809	709,514
Pozos secos	14	-	450,524
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes		13,246	13,648
(Recuperación) pérdida por impairment de activos de largo plazo	16	(644,943)	516,455
Perdida por impairment de activos de corto plazo		113,525	15,743
Utilidad por valoración de activos financieros		(107,475)	(102,173)
Utilidad por método de participación patrimonial	12	(2,407,248)	(3,060,763)
Utilidad en venta de activos mantenidos para la venta		-	(168,726)
Utilidad en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	(13,237)
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	22	655,533	583,232
Pérdida por inefectividad de coberturas		34,892	13,707
Impuesto de renta pagado		(3,906,581)	(1,779,471)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		(1,726,376)	(1,908,332)
Inventarios		(238,398)	(373,331)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		1,311,000	546,948
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(987,413)	(80)
Provisiones por beneficios a empleados		(192,688)	(243,895)
Provisiones y contingencias		22,991	57,477
Otros activos y pasivos		(115,055)	422,285
Efectivo neto generado por las actividades de operación		16,033,962	12,203,407
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Aportes de capital en inversiones en compañías	12	(412,454)	(1,303,375)
Inversión en propiedad, planta y equipo	13	(2,549,533)	(1,269,020)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	14	(4,483,830)	(2,722,350)
Adquisiciones de intangibles	15	(68,720)	(153,792)
Producto de la venta de activos mantenidos para la venta		-	156,853
Producto de la venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	56,930
Venta de otros activos financieros		264,015	1,897,134
Intereses recibidos		281,485	395,924
Dividendos recibidos		3,230,414	1,132,967
Producto de la venta de activos		130,944	374
Efectivo neto usado en actividades de inversión		(3,607,679)	(1,808,355)
Flujo de efectivo en actividades de financiación:			
Pagos de capital		(8,905,675)	(8,052,402)
Pagos de intereses		(2,353,674)	(2,244,622)
Dividendos pagados		(3,659,373)	(945,661)
Efectivo neto usado en actividades de financiación		(14,918,722)	(11,242,685)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		394,763	(155,037)
Disminución neta en el efectivo y equivalentes de efectivo		(2,097,676)	(1,002,670)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año		4,356,995	5,359,665
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	6	2,259,319	4,356,995
Transacciones no monetarias			
Capitalización Refinería de Cartagena (Nota 12.1)		-	9,338,833

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros separados.

(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 pública por acciones, de carácter comercial constituida en 1948 en Bogotá, Colombia, casa matriz del Grupo Empresarial Ecopetrol, registrada ante Cámara de Comercio de Bogotá, dedicada a 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” o la “Compañía”).

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

Los estados financieros separados de Ecopetrol S.A. 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.

Estos estados financieros separados fueron preparados para cumplir con las disposiciones legales colombianas a que está sujeta la Compañía como entidad legal independiente, y no incluyen los ajustes ni eliminaciones necesarias para la presentación de la situación financiera y resultados integrales consolidados de Ecopetrol y sus subordinadas. Por consiguiente, los estados financieros separados deben leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados del Grupo Empresarial Ecopetrol.

Las políticas contables descritas en la Nota 4 han sido aplicadas de manera consistente.

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

2.2 Bases de medición

Los estados financieros de la Compañía han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados y/o cambios en otro resultado integral que se valúan a sus valores razonables 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, la Compañía 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.

2.3 Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros separados son presentados en pesos colombianos, la cual es la moneda funcional de la Compañía. La cual se determina en función al entorno económico principal en el que opera.

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.

2.4 Moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son registradas utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas en que se efectúan las operaciones. Las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha de reporte. Las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la conversión de préstamos y financiaciones designados como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo o inversión neta de un negocio en el extranjero, las cuales se reconocen en el otro resultado integral, dentro del patrimonio. Cuando las partidas cubiertas afectan el resultado, las diferencias en cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican al estado de ganancias y pérdidas como parte del resultado de la operación.

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.

2.5 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

La Compañía presenta activos y pasivos en el estado de situación financiera separado con base en la clasificación corriente o no corriente.

Un activo o un pasivo es clasificado como corriente cuando:

- Se espera que se realice en el ciclo normal de la operación
- Se mantiene principalmente con el propósito de negociar
- Se espera que se realice en doce meses o antes
- 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 su liquidación 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.

2.6 Utilidad neta por acción

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

2.7 Reclasificaciones para presentación

Para propósitos de presentación, la Compañía 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 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 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. 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, 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:

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 facilidades de producción de la Compañía.

La estimación de reservas se realiza anualmente al 31 de diciembre, de conformidad con las definiciones y reglas de la Securities and Exchange Commission (SEC), 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 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 afectan los importes del valor en libros de los activos de exploración y producción, de los recursos naturales y del medio ambiente, del goodwill, los pasivos por desmantelamiento y de la depreciación, agotamiento y amortización. Manteniendo las demás variables constantes, una reducción en la estimación de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor de gastos de depreciación y amortización, mientras que un aumento en las reservas resultaría en una reducción del gasto por depreciación y amortización, 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 las cantidades con cargo a resultados, incluyendo la depreciación, agotamiento y amortización, es presentada en las Notas 13 y 14.

3.2 Impairment (recuperación) del valor de los activos

La Gerencia utiliza su juicio profesional al evaluar la existencia de evidencia de un gasto o recuperación de impairment, con base en factores internos y externos.

Cuando exista un indicador de impairment o recuperación de un impairment de períodos anteriores, la Compañía 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; entre otros factores. El importe recuperable es comparado con el valor neto en libros del activo, o de la unidad generadora de efectivo para determinar si el activo es sujeto de reconocimiento de impairment o 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 reservas no probadas 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 lo tanto, existe la posibilidad de que los cambios en las circunstancias afecten las proyecciones, lo que también puede afectar el monto recuperable de los activos y/o UGE, por lo tanto, también puede afectar el reconocimiento de una pérdida por impairment o la reversión de los montos por impairment del período anterior.

3.3 Costos de exploración y evaluación

La aplicación de la política contable de la Compañía para los costos de exploración y evaluación requiere juicio para determinar si los beneficios económicos futuros son probables, ya sea por una explotación futura 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. Ecopetrol utiliza su juicio profesional sobre eventos y circunstancias futuras y realiza 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, tal 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 dar lugar a que los costos de perforación de exploración capitalizados se reconozcan en los resultados del período. Los gastos por pozos secos se incluyen en las actividades de operación en el estado 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 la evaluación 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 4.11 – Impairment del valor de los activos.

3.5 Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades

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

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 de estas estimaciones son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia. Los costos finales de cierre 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 de los gastos 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. La Compañía considera que los costos de abandono y desmantelamiento son razonables, según la experiencia y las condiciones del mercado; sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados para el cálculo de la estimación podrían afectar significativamente los montos registrados en los estados financieros. Ver Nota 4.12 – Provisiones y pasivos contingentes (Obligación de retiro de activos).

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 estos supuestos.

Estos supuestos se revisan anualmente para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir en forma material 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 Litigios

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

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

3.8 Impuestos

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 la habilidad de generar suficientes resultados fiscales durante los periodos en los cuales tales impuestos diferidos podrían ser usados o deducidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles.

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

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

Las posiciones fiscales implican una 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. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones registradas.

3.9 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 tales como la deuda de 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 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 es adquirido y se determina al momento del reconocimiento inicial. Los activos y pasivos financieros se valúan inicialmente a su valor razonable.

Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros (distintos de los activos y pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados) se suman o restan del valor razonable de los activos y pasivos financieros, según sea el caso, 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 registran inicialmente a su valor razonable. Los préstamos y cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento se miden posteriormente a costo amortizado utilizando el método de interés efectivo.

Los instrumentos de patrimonio se miden a valor razonable.

Mediciones a valor razonable

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

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

- Nivel 1: Precios de cotización (no ajustados) de mercados activos para activos y pasivos idénticos. El valor razonable de los instrumentos negociables de la Compañía que tienen un precio de mercado 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. Los insumos del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones realizadas por corredores de bolsa y precios que pueden corroborarse sustancialmente con otros datos observables con los mismos términos contractuales.

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

- Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable no es observable. La Compañía no utiliza entradas a nivel 3 para sus mediciones recurrentes de activos y pasivos financieros. La Compañía puede utilizar las entradas de Nivel 3 para el cálculo del monto recuperable de ciertos activos no financieros con el fin de realizar pruebas de impairment.

Método de la 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

La Compañía 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

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

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

4.1.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

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

4.1.2 Activos financieros

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

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

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados incluyen activos financieros mantenidos para negociar y activos financieros designados al momento del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si son adquiridos con el propósito de vender o recomprar en el corto plazo. Estos activos se reconocen a su valor razonable y las ganancias o pérdidas que surgen en la re-medicación son reconocidas en los resultados 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 de la Compañía no tiene propósito de negociarlos en el corto plazo. Estos instrumentos se reconocen por su valor razonable y las pérdidas y 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 y cuentas por cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar, incluyendo cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar son medidos inicialmente a su valor razonable y posteriormente a costo amortizado, utilizando el método de interés efectivo, menos impairment.

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

4.1.3 Pasivos financieros

Los pasivos financieros corresponden a las fuentes de financiación obtenidas por la Compañía a través de créditos bancarios y emisiones de bonos, cuentas por pagar a proveedores y acreedores.

Los créditos bancarios y emisiones de bonos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. 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 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 el 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 como ingresos o costos financieros en el estado de ganancias y pérdidas.

4.1.4 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente en el estado de situación financiera separado como activos o pasivos y se miden a su valor razonable en la fecha en que se registra el derivado y subsecuentemente medidos a valor razonable. Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran como ganancias o pérdidas en el resultado del año, 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.

Los cambios en el valor razonable de contratos derivados, que no están calificados ni designados como coberturas, incluyendo contratos forward para la compra y venta de commodities en negociación para entrega o recibo físico del commodity son registrados en los resultados.

Los derivados implícitos en contratos principales se contabilizan como derivados separados a valor razonable si sus características económicas y riesgos no están estrechamente relacionados con los de los contratos principales y los contratos principales no se mantienen para negociación ni se designan a valor razonable con cargo a los resultados. Estos derivados implícitos se miden a valor razonable con cambios en resultados.

4.1.5 Operaciones de cobertura

Para propósitos de contabilidad de coberturas, las operaciones se clasifican 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 una porción identificada en dicho activo, pasivo o compromiso firme.
- Coberturas de flujo de efectivo, cuyo propósito es cubrir la exposición a la fluctuación de los flujos de efectivo que se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable.
- Coberturas de una inversión neta de un negocio en el extranjero.

Al inicio de la relación de cobertura, la Compañía designa formalmente y documenta 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 dichas coberturas sean altamente efectivas para lograr compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo y son; evaluados en forma continua para determinar que han sido altamente efectivos a lo largo de los períodos para los cuales fueron designados.

4.1.5.1 Cobertura de flujo de efectivo

La porción eficaz de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura se reconocen en otro resultado integral, mientras que cualquier porción inefectiva se registra en los resultados del periodo, en la línea del resultado financiero, neto.

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

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

Ecopetrol designa préstamos a largo plazo como instrumentos de cobertura para mitigar su exposición al riesgo de tipo de cambio en exportaciones futuras de crudo. Ver Nota 27 – Gestión de riesgos.

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.

Las ganancias o pérdidas del instrumento de cobertura relativas a la porción efectiva se reconocen en otros resultados integrales; mientras que las ganancias o pérdidas relativas a la porción inefectiva se reconocen en los resultados del periodo. Los resultados acumulados en el patrimonio son reclasificados al estado 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 cuyas monedas funcionales son diferentes al peso colombiano. Ver Nota 27 – Gestión de riesgos.

4.2 Inventarios

Los inventarios se registran al más bajo entre el costo y su 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 transporte.

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

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

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

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

4.3 Partes relacionadas

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

4.3.1 Compañías subsidiarias

Las subsidiarias son todas las compañías sobre las que Ecopetrol tiene el poder de gobernar sus políticas operativas y financieras. Generalmente estas entidades son aquellas donde Ecopetrol tiene más de la mitad de sus acciones con derecho de voto. Estas inversiones se reconocen en el estado de situación financiera separado por el método de participación y tienen incluido el goodwill generado en el momento de su adquisición.

4.3.2 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual la Compañía ejerce influencia significativa pero no control. Influencia significativa es el poder de participar en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, pero no control o control conjunto sobre esas políticas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto.

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de participación. Bajo este método, la inversión en una asociada se reconoce inicialmente al costo. El valor en libros de la inversión se ajusta para reconocer los cambios en la participación de Ecopetrol 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 por impairment de forma separada.

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

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

Cuando sea necesario, Ecopetrol realiza ajustes a las políticas contables de las asociadas para garantizar la consistencia con sus políticas adoptadas. Adicionalmente, el método de participación de estas compañías se calcula con sus estados financieros más recientes.

4.3.3 Negocios conjuntos

Un negocio conjunto es un acuerdo mediante el cual las partes que ejercen control compartido tienen derecho a los activos netos del acuerdo. El control conjunto existe sólo cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que lo comparten. 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 tienen derechos sobre los activos y obligaciones sobre los pasivos, en relación con el acuerdo.

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

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

Cuando la Compañía adquiere o aumenta su participación en una operación conjunta en la que la actividad constituye una combinación de negocios, dicha transacción se registra aplicando el método de adquisición de acuerdo con la NIIF 3 - Combinación de negocios. El costo de adquisición es el valor de la contraprestación transferida, que 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 el aumento de la participación en la operación conjunta que constituye una combinación de negocios se reconoce en los resultados.

El exceso del valor de la contraprestación transferida y el monto pagado en la operación se reconoce como goodwill. Si el resultado se encuentra en un exceso de valor de los activos netos adquiridos sobre el monto pagado en la operación, la diferencia se reconoce como ingreso en el estado de pérdidas y ganancias en la fecha de reconocimiento de la transacción.

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) está disponible para su venta inmediata en su condición actual. Estos activos se miden al menor entre su valor en libros y el valor razonable menos los costos de disposición relacionados.

4.6 Propiedades, planta y equipo

Reconocimiento y medición

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

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

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

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

Desembolsos posteriores

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

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

Depreciación

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

La vida útil se define bajo los criterios de utilización prevista del activo, su desgaste físico esperado, la obsolescencia técnica o comercial y los límites legales o restricciones sobre el uso del activo. Las vidas útiles promedio ponderado son las siguientes:

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

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

Costos de exploración

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

Los costos de exploración relacionados con 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 se cargan como activos hasta que se determine si son comercialmente viables; de lo contrario, se cargan a resultados como gasto de pozos secos de exploración. Otros gastos se reconocen como gastos cuando se incurre en ellos.

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

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, 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 abandono y desmantelamiento, 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 desmantelamiento, son llevados al 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 de producción por campo, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas, excepto en casos excepcionales limitados que requieren un mayor juicio por parte de la Gerencia para determinar un mejor factor de amortización de los beneficios económicos futuros durante la vida útil del activo. Los factores de amortización se revisan anualmente, con base en el estudio de reservas y el impacto sobre cambios de dichos factores sobre el gasto por amortización, se reconoce de manera prospectiva en los estados financieros.

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

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver Notas 3.2 – Impairment (recuperación) del valor de los activos y 4.11 - Impairment del valor de los activos.

4.8 Capitalización de costos por préstamos

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

4.9 Activos intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida son registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. Los activos intangibles son amortizados sobre una base 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 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, la propiedad del mismo, en su caso, puede o no ser transferida. Todos los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Los activos que se mantienen bajo arrendamientos financieros cuando Ecopetrol es arrendatario, se reconocen al menor entre el valor razonable al inicio del arrendamiento y el valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. Estos activos se deprecian a lo largo de la vida útil del activo. Cuando no hay una certeza razonable de que la Compañía obtendrá la propiedad del activo al final del contrato, los activos arrendados se deprecian en el período menor 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 como un pasivo por arrendamiento financiero, en el rubro de préstamos y financiaciones.

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

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

4.11 Impairment del valor de los activos

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

Para efectuar el análisis de impairment, los activos se agrupan en 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 distintas UGE implica la realización de juicios profesionales 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 o plantas del grupo y para el segmento de Transporte cada línea es tomada como una UGE independiente.

El valor recuperable del activo 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 en libros, este último se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por impairment de valor en los resultados del periodo.

El valor razonable menos los costos de disposición será mayor que el valor en uso para los activos del segmento de producción debido a algunas restricciones significativas en la estimación de los flujos de efectivo futuros, tales como: a) gastos futuros de capital que mejoren el rendimiento de la UGE, que podría resultar en un incremento esperado de los flujos netos de efectivo y b) partidas antes de impuestos que reflejen riesgos de negocio específicos, generando como resultado una tasa de descuento más alta.

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 incluyen 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 corroborado con múltiplos de valoración y precios de cotización de las acciones en empresas comparables a Ecopetrol, con el objetivo de determinar si es razonable.

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.

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

4.12 Provisiones y pasivos contingentes

Las provisiones son reconocidas cuando Ecopetrol tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado y 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 Ecopetrol tiene información adecuada para determinar un estimado razonable del respectivo costo.

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

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea virtualmente cierto. El importe reconocido para el activo no debe exceder el valor de la provisión.

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

Obligación de retiro de activos

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

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

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

4.13 Impuesto a las ganancias y otros impuestos

El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto a la renta por pagar del periodo corriente y el efecto del impuesto diferido en cada periodo.

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

4.13.1 Impuesto corriente

La Compañía determina la provisión del impuesto a las ganancias con base en el mayor valor entre la utilidad gravable y la renta presuntiva (el valor mínimo estimado de rentabilidad que la ley prevé para cuantificar y liquidar el impuesto a las ganancias).

La utilidad fiscal difiere de la utilidad reportada en el estado de pérdidas y ganancias 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.

4.13.2 Impuestos diferidos

El impuesto diferido se contabiliza de acuerdo con el método del pasivo para las diferencias temporarias entre el valor en libros de los activos y pasivos existentes y sus respectivas bases fiscales. Un pasivo por impuesto diferido se reconoce 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 aplicarán a los ingresos gravables durante los años en los que se espera que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas.

En el estado de situación financiera separado, los activos por impuestos diferidos se reflejan netos y como una compensación contra los pasivos por impuestos diferidos, dependiendo de la posición fiscal general en una jurisdicción particular y en la misma entidad sujeta a impuestos.

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.

4.13.3 Otros impuestos

La Compañía reconoce en el resultado del año costos y gastos por otros impuestos diferentes al impuesto a las ganancias, tales como: 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. Ver Nota 10 - Impuestos.

4.14 Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo, el 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 periodos diferentes al de prueba.

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

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

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

En el 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). Los fondos trasladados, al igual que sus rendimientos, no pueden cambiar su destinación ni ser reintegrados hasta que se hayan cumplido todas las obligaciones pensionales. La obligación conmutada cubre el pago de las mesadas y bonos pensionales; lo concerniente a salud y educación permanece dentro del pasivo laboral a cargo de Ecopetrol.

Los beneficios a empleados se dividen en cuatro grupos así:

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

Los beneficios a empleados a corto plazo corresponden principalmente a aquellos cuyo pago será totalmente atendido en el término de los doce meses siguientes al cierre del periodo en el cual los empleados han prestado sus servicios. Esto incluye 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 pasivo después de deducir cualquier valor ya pagado.

b) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

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

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

- Pensiones
- Servicio médico a familiares
- Bonos pensionales
- Plan educativo
- Cesantías retroactivas

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera separado en relación con estos planes de beneficios, es el valor presente de la obligación 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 corporativos 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 beneficios, 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 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. El índice de mortalidad se basa en las tablas de mortalidad disponibles públicamente en Colombia, 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 basan en los índices de inflación futuros esperados para cada país. La Nota 19 – Provisiones por beneficios a empleados provee más detalles sobre los supuestos clave utilizados.

Los valores reconocidos en los resultados 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 el monto resultante de un nuevo plan de beneficios. Las modificaciones a los planes corresponden a los cambios en los beneficios y generalmente se reconocen cuando se han recibido todas las aprobaciones legales y reglamentarias y los efectos han sido comunicados 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 mediante una tasa de descuento basada en bonos del Gobierno Colombiano.

c) Otros beneficios a largo plazo

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

d) Beneficios por terminación

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

4.15 Reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes

El negocio de la Compañía se fundamenta en tres fuentes principales de ingreso con clientes: 1) venta de crudo y gas, 2) servicios de la operación y 3) venta de productos refinados y petroquímicos. 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 Ecopetrol espera recibir a cambio de tales productos y servicios.

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

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 Ecopetrol con sus clientes.

Los contratos take or pay de venta de gas especifican cantidades mínimas de producto que pagará un cliente, incluso si este no los recibe o los usa. 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 ó pasivo por las cantidades que se solicitarán a futuro. Una vez el cliente reclame este gas, se reconoce el ingreso.

Los ingresos por servicios se reconocen en la medida en que se prestan al cliente y no existan condiciones contractuales que impidan reconocer el ingreso. Ecopetrol asume un rol de principal en estas operaciones.

En el caso de productos refinados y petroquímicos, tales como destilados medios, gasolinas, combustóleo, aromáticos, 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, la Compañía 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.

Ecopetrol no mantiene acuerdos significativos con socios no operadores en los cuales asuma el rol de agente.

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, se 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

Ecopetrol 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 la Compañía 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 Ecopetrol.

4.16 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.

4.17 Ingresos (gastos) financieros

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

4.18 Información por segmento de negocio

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

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.
- CINIIF 23 – La 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.

La Compañía 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)

La NIIF 16 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 (por ejemplo, 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.)

Ecopetrol ha evaluado el impacto estimado que la aplicación inicial de la NIIF 16 tendrá en su balance y sus resultados financieros consolidados 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 la Compañía presente sus primeros estados financieros en 2019.

Arrendamientos en los que Ecopetrol es un arrendatario

Ecopetrol S.A. reconocerá nuevos activos y pasivos derivados de sus arrendamientos operativos principalmente para los siguientes tipos de activos: Oleoductos, Tanques, Bienes inmuebles, Vehículos, Helicópteros y Derechos de uso en contratos de asociación.

Ecopetrol S.A. 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 S.A. 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, Ecopetrol estima que reconocerá activos por derecho de uso por valor aproximado de \$3,800 millones al 1 de enero de 2019, cuya contrapartida serán los pasivos por arrendamiento.

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	
	2018	2017
Fondos de inversión	1,170,618	1,904,957
Bancos y corporaciones	1,087,774	2,450,701
Caja	927	1,337
	<u>2,259,319</u>	<u>4,356,995</u>

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

La rentabilidad acumulada de los bancos y corporaciones en pesos colombianos y dólares al 31 de diciembre de 2018 fue de 4.2% (2017 - 6.4%) y 2.0% (2017 - 1.0%), respectivamente. Así mismo, para las inversiones financieras de corto plazo en pesos colombianos y dólares, la rentabilidad fue de 4.2% (2017 - 6.1%) y 2.1% (2017 - 1.1%), respectivamente.

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

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

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
AAA	1,170,618	1,397,373
BRC1+	470,623	1,152,593
A1	394,697	783,139
F1+	222,454	884,827
Aa3	-	99,029
Aa2	-	27,868
Sin calificación disponible	927	12,166
	2,259,319	4,356,995

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 27.2.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Corriente		
Clientes		
Exterior	1,622,529	1,294,220
Nacionales	759,584	878,048
Fondo de estabilización de precios (1)	3,166,850	1,911,056
Partes relacionadas (Nota 28)	1,807,338	1,918,862
Servicios industriales	78,203	7,678
Cuentas por cobrar a empleados	70,321	25,017
Deudores varios	137,077	122,715
	7,641,902	6,157,596
No corriente		
Partes relacionadas (Nota 28)	117,824	154,810
Cuentas por cobrar a empleados	458,048	465,961
Fondo de estabilización de precios (1)	-	77,510
	575,872	698,281

(1) Corresponden a recursos pendientes de pago por parte del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles que surge de los diferenciales de precios de la gasolina y el diésel, de conformidad con la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 (y las normas que la modifican y adicionan). El Ministerio de Minas y Energía realiza el pago en consideración de la resolución de liquidación de la posición neta a favor de la Compañía para los meses pendientes de pago.

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

8. Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Crudo	1,765,513	1,600,818
Combustibles y petroquímicos	1,007,846	965,265
Materiales de consumo	685,973	665,636
	3,459,332	3,231,719

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

Movimientos de la provisión de inventarios:

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Saldo inicial	49,431	63,172
Adiciones (recuperaciones)	3,679	(5,232)
Utilizaciones/traslados	(20,986)	(8,509)
Saldo final	32,124	49,431

9. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Activos medidos a valor razonable con cambio en resultados:		
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	4,167,267	2,660,152
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	3,389,804	3,309,422
Inversiones en títulos en compañías del Grupo (1) (Nota 28)	1,452,206	2,276,481
	9,009,277	8,246,055
Activos medidos a costo amortizado	3,577	3,636
	9,012,854	8,249,691
Corriente	6,610,813	5,196,145
No corriente	2,402,041	3,053,546
	9,012,854	8,249,691

(1) Corresponde a recursos invertidos por Ecopetrol en títulos en dólares de Ecopetrol Capital AG.

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 26).

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	
	2018	2017
< 1 año	6,610,813	5,196,145
1 - 2 años	1,682,646	1,254,331
2 - 5 años	563,344	1,639,070
> 5 años	156,051	160,145
	9,012,854	8,249,691

9.3 Valor razonable

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Nivel 1	372,501	295,162
Nivel 2	8,636,776	7,950,893
	9,009,277	8,246,055

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

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, liquidez, mercado activo 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.

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	
	2018	2017
A1	3,105,375	1,135,561
AAA	2,780,408	2,983,493
F1	1,452,169	2,276,481
BRC1+	611,905	-
F1+	353,175	-
AA-	304,409	226,095
AA+	188,965	830,638
A+	121,831	175,767
A	70,532	300,179
BBB+	13,907	-
AA	6,500	-
BBB-	-	317,841
Otras calificaciones	101	-
	9,009,277	8,246,055

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 27.2.

10. Impuestos

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Activos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (1)	599,086	-
Saldo a favor en impuestos	27,310	221,628
Otros impuestos	200,734	177,430
	827,130	399,058
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (1)	-	231,177
Impuesto de industria y comercio	160,880	136,766
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	112,031	81,337
Impuesto al carbono	42,694	40,099
Otros impuestos (2)	201,478	50,405
	517,083	539,784

- (1) El saldo a favor del impuesto a las ganancias se generó por el pago voluntario anticipado de \$3,003,000 efectuado en noviembre y diciembre de 2018, de conformidad a lo establecido en el Decreto 2146 del 22 de noviembre de 2018.
- (2) Incluye principalmente saldo por pagar por concepto de: impuesto al valor agregado (IVA) 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:

- La tasa del impuesto sobre la renta es del 34% para el año gravable 2017 y del 33% para el año gravable 2018 y siguientes.
- 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 \$800 millones.
- La renta presuntiva se calcula multiplicando el patrimonio líquido del año inmediatamente anterior a la tarifa del 3.5%.
- Se ajustan 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 Ley 1819 de 2016. Por otra parte, la amortización de las inversiones petrolíferas se hace con base en unidades técnicas de producción tal y como se hace contablemente.
- Los gastos de adquisición de derechos de exploración, geología y geofísica, perforaciones exploratorias, etc., son capitalizables hasta que se determine la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer el recurso.
- Las fluctuaciones de las partidas expresadas en moneda extranjera, sólo tendrán efectos fiscales en el momento de la enajenación o abono en el caso de los activos, o liquidación o pago parcial en el caso de los pasivos.
- 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.

Conforme con lo establecido por la ley 1819 de 2016, la tarifa de renta aplicable para el año 2018 es del 33% más una sobretasa del impuesto de renta del 4%. Al 31 de diciembre de 2018 la Compañía no presenta excesos de renta presuntiva sobre renta ordinaria ni pérdidas fiscales por compensar.

Las compañías ubicadas en zona franca tributan a una tarifa del 15%, y las que no generan renta líquida o la renta líquida es inferior a la renta presuntiva declaran sobre renta presuntiva a una tarifa del 3% sobre el patrimonio.

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

Firmeza de las declaraciones del impuesto sobre la renta y CREE

Las declaraciones de impuestos de 2014, 2015, 2016 y 2017 se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias; en el evento que ello ocurra la Compañía no espera diferencias significativas que impliquen la modificación del impuesto liquidado, ni de la imposición de sanciones que conlleven el reconocimiento de contingencias en los estados financieros.

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 de la fecha de su presentación, cuando estas hayan sido presentadas de forma extemporánea. En el caso de Ecopetrol, por estar sujeto al cumplimiento de las reglas de precios de transferencia, el término de 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.

Gasto por impuesto a las ganancias

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2018	2017
Corriente	(4,516,638)	(2,238,159)
Corriente - ejercicios anteriores	73,417	243,490
Diferido	(800,350)	(368,134)
Diferido - ejercicios anteriores	(53,828)	(348,712)
	(5,297,399)	(2,711,515)

Conciliación del gasto por impuesto a las ganancias

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

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2018	2017
Utilidad antes de impuestos	16,853,804	9,331,927
Tasa de renta nominal	37%	40%
Impuesto a las ganancias a tasa nominal	(6,235,907)	(3,732,771)
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:		
Método de participación en compañías	890,674	1,224,305
Ingresos no gravados	71,728	2,918
Efecto por impuesto de renta y sobretasa 2018 y siguientes		
3%	34,619	101,580
Gasto de renta años anteriores	19,588	(105,221)
Otros	7,985	(59,846)
Deducciones fiscales	2,153	12,565
Impuesto a la riqueza	-	(58,867)
Aplicación tarifa ganancia ocasional	(1,848)	(10,733)
Gastos no deducibles	(28,344)	(85,445)
Diferencial en tasa por reforma tributaria	(58,047)	-
Impuesto a las ganancias calculado	(5,297,399)	(2,711,515)
Corriente	(4,443,221)	(1,994,669)
Diferido	(854,178)	(716,846)
	(5,297,399)	(2,711,515)

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

La tasa efectiva de tributación al 31 de diciembre de 2018 calculada antes de impuestos y de la participación en las utilidades de compañías del Grupo, asociadas y negocios conjuntos es de 36,7%. La variación frente a la misma tasa calculada con corte al 31 de diciembre de 2017 (43.2%) se debe principalmente al incremento en la renta líquida, la disminución en la tarifa del impuesto de renta y de la sobretasa de renta al pasar del 34% y 6% en el 2017 al 33% y 4% en el 2018, la disminución en gastos no deducibles tales como: impuesto a la riqueza (\$147.167 para 2017), gastos de ejercicios anteriores (de \$131.039), rechazo de la deducción por pozos secos en el 2017 por no contar con las formas ministeriales vigentes (\$49.597), aplicación de la Ley de Financiamiento en el impuesto diferido, entre otros.

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios de 2014, 2015, 2016 y 2017 y las declaraciones del CREE de los años gravables 2014, 2015 y 2016, se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias. La gerencia de la Compañía considera que las sumas contabilizadas como pasivo por impuestos por pagar son suficientes y se encuentran soportadas en la normatividad, doctrina y jurisprudencia vigentes 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

La Compañía 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.

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Activo por impuesto diferido	2,309,439	2,856,449
Pasivo por impuesto diferido	(143,947)	(148,209)
	2,165,492	2,708,240

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Impuesto diferido activo (pasivo)		
Provisiones y contingencias (1)	1,838,261	1,705,209
Beneficios a empleados (2)	1,161,860	1,373,560
Préstamos y financiaciones (3)	827,452	47,057
Propiedades, planta y equipo (4)	547,921	1,098,115
Cuentas por pagar	364,655	161,561
Inventarios	60,617	115,920
Cuentas por cobrar	40,856	65,971
Intangibles	2,440	5,437
Cargos diferidos	(67,254)	(66,664)
Otros activos	(69,478)	(65,302)
Inversiones e instrumentos derivados	(170,960)	(39,485)
Goodwill (5)	(324,061)	(313,296)
Recursos naturales y del medio ambiente (4)	(1,902,870)	(1,231,634)
Propiedades, planta y equipo (6)	(143,947)	(148,209)
	2,165,492	2,708,240
Activo por impuesto diferido	2,309,439	2,856,449
Pasivo por impuesto diferido	(143,947)	(148,209)
	2,165,492	2,708,240

(1) Corresponde a las provisiones contables no procedentes fiscalmente, principalmente la provisión para abandono de pozos.

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

- (2) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.
- (3) La variación frente al año 2017 corresponde a diferencia en cambio no realizada por efectos de aplicación de la Ley 1819.
- (4) Para propósitos fiscales, los recursos naturales y del medio ambiente y la propiedad, planta y equipo tienen una vida útil específica. Bajo NCIF, la vida útil es determinada por un análisis técnico. Esta diferencia se traduce en una base de depreciación diferente para efectos contables y fiscales. La variación frente al año 2017 corresponde principalmente a disminución de la tarifa de impuesto diferido a largo plazo del 33% al 30% (Ley 1943 de 2018, disminución de la brecha del cálculo de depreciaciones entre principios fiscales y NCIF y disminución del rubro de construcciones en curso.
- (5) De acuerdo con la ley tributaria en Colombia el goodwill fue amortizable para los periodos objeto de reporte, mientras que bajo NCIF no son amortizados pero sí están sujetos a pruebas de impairment, diferencia que genera como resultado un impuesto diferido pasivo.
- (6) Corresponde al impuesto diferido generado por los terrenos, al cual aplica la tarifa de 10% de ganancias ocasionales.

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

Activo:

	Provisiones y contingencias	Beneficios a empleados	Préstamos y financiaciiones	Propiedades, planta y equipo Recursos naturales	Cuentas por pagar	Goodwill	Otros	Total
Al 31 de diciembre de 2016	1,694,428	656,997	151,047	633,884	160,560	(229,227)	77,328	3,145,017
Gasto del año	21,158	(45,906)	214,154	(761,733)	1,001	(84,069)	(61,451)	(716,846)
Otros resultados integrales	-	762,469	(318,144)	1,212	-	-	-	445,537
Otros	(10,377)	-	-	(6,882)	-	-	-	(17,259)
Al 31 de diciembre de 2017	1,705,209	1,373,560	47,057	(133,519)	161,561	(313,296)	15,877	2,856,449
Gasto del año	133,052	(178,160)	409,598	(1,195,603)	203,094	(10,765)	(219,656)	(858,440)
Otros resultados integrales	-	(33,540)	370,797	-	-	-	-	337,257
Otros	-	-	-	(25,827)	-	-	-	(25,827)
Al 31 de diciembre de 2018	1,838,261	1,161,860	827,452	(1,354,949)	364,655	(324,061)	(203,779)	2,309,439

Pasivo:

	Propiedad, planta y equipo (Ganancia Ocasional)
Al 31 de diciembre de 2017 y 2016	(148,209)
Gasto del periodo	4,262
Al 31 de diciembre de 2018	(143,947)

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

	Al 31 de diciembre 2018	Al 31 de diciembre 2017
Saldo inicial	2,708,240	2,996,808
Impuesto diferido reconocido en el resultado del año	(854,178)	(716,846)
Impuesto diferido reconocido otros resultados integrales (a)	337,257	445,537
Cuentas por cobrar	(25,827)	(17,259)
Saldo final	2,165,492	2,708,240

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

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

Al 31 de diciembre de 2018	<u>Base</u>	<u>Impuesto diferido</u>	<u>Total</u>
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	(29,250)	33,540	4,290
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	14,069	39,527	53,596
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	1,382,278	(410,324)	971,954
	<u>1,367,097</u>	<u>(337,257)</u>	<u>1,029,840</u>
Al 31 de diciembre de 2017	<u>Base</u>	<u>Impuesto diferido</u>	<u>Total</u>
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	2,310,513	(762,469)	1,548,044
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	(581,334)	289,578	(291,756)
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(86,563)	28,566	(57,997)
Otros	13,028	(1,212)	11,816
	<u>1,655,644</u>	<u>(445,537)</u>	<u>1,210,107</u>

Impuestos diferidos activos 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– Impuesto: \$298,190), 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.

Para 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 millones. La base gravable para las personas jurídicas es el valor del patrimonio bruto poseído al 1 de enero de 2015, 2016, y 2017 menos las deudas a cargo vigentes a las mismas fechas.

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

Para el año 2017, el impuesto a la riqueza a cargo de Ecopetrol fue de \$147,168, el cual se reconoció como gasto del ejercicio en el primer trimestre y para el cierre de ese periodo fue pagado en su totalidad.

Para el año 2018 y siguientes, no hay impuesto al patrimonio ni de riqueza, en el caso de las sociedades nacionales.

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 al 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.

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

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.

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 (\$24). 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 regirán por las normas generales.

11. Otros activos

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Corriente		
Asociados en operaciones conjuntas	497,339	507,788
Partes relacionadas (Nota 28)	124,233	120,583
Gastos pagados por anticipado	88,580	38,388
Depósitos judiciales y embargos	68,819	69,425
Anticipos y avances	60,237	41,224
	839,208	777,408
No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (1)	348,982	285,092
Beneficios a empleados	213,645	202,012
Partes relacionadas (Nota 28)	196,310	196,310
Depósitos entregados en administración	142,376	27,674
Depósitos judiciales y embargos	39,425	39,916
Anticipos y avances	55,455	54,784
	996,193	805,788

(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 compañías

El detalle de las participaciones en compañías subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos puede verse en el Anexo 1.

12.1 Composición y movimientos

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Subsidiarias		
Refinería de Cartagena S.A.	18,005,746	13,083,576
Cenit transporte y logística de hidrocarburos S.A.S.	15,404,391	14,643,118
Hocol Petroleum Limited	3,239,077	2,875,198
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	2,711,255	2,991,016
Ecopetrol Capital AG	1,494,728	1,241,628
Andean Chemical Limited	1,371,823	5,610,852
Propilco S.A.	914,964	865,323
Black Gold Re Limited	691,710	607,199
Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. (1)	3,380	-
Ecopetrol Global Capital	-	20
	43,837,074	41,917,930
Menos Impairment Hocol Petroleum Limited	(537,598)	(537,598)
	43,299,476	41,380,332
Asociadas		
Invercolsa S.A.	243,294	223,963
	243,294	223,963
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
	45,142,444	42,709,577

- (1) El 14 de marzo de 2018, con fundamento en la autorización conferida por el Gobierno Nacional, a través del Decreto 422 del 2 de marzo de 2018, Ecopetrol constituyó la filial Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. con domicilio en el territorio nacional, 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.

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

(2) El siguiente es el movimiento de las inversiones en compañías:

	Compañías subsidiarias	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	41,380,332	223,963	1,105,282	42,709,577
Capitalizaciones (1)	412,454	-	-	412,454
Método de participación reconocido en:				
Resultado del periodo	2,254,184	104,451	48,594	2,407,229
Patrimonio	2,320,936	1,728	125,133	2,447,797
Dividendos decretados	(3,072,110)	(86,848)	(3,501)	(3,162,459)
Impairment	-	-	324,166	324,166
Traslados	3,680	-	-	3,680
Saldo al 31 de diciembre de 2018	43,299,476	243,294	1,599,674	45,142,444

	Compañías subsidiarias	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2016	27,890,143	243,156	1,303,157	29,436,456
Capitalizaciones monetarias (1)	1,303,375	-	-	1,303,375
Capitalizaciones no monetarias (2)	9,727,802	-	-	9,727,802
Método de participación reconocido en:				
Resultado del año	3,032,711	41,931	(13,879)	3,060,763
Patrimonio	(216,117)	-	(15,899)	(232,016)
Dividendos decretados	(357,582)	(61,124)	(224,835)	(643,541)
Recuperación de impairment	-	-	56,738	56,738
Saldo al 31 de diciembre de 2017	41,380,332	223,963	1,105,282	42,709,577

(1) Principalmente a Andean Chemicals Ltd, Ecopetrol Global Energy S.L.U., Hocol Petroleum Ltd y Refinería de Cartagena S.A.

(2) Incluye capitalización a Refinería de Cartagena S.A. realizada el 13 de diciembre de 2017 por \$9,338,833, y otras a Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. y Hocol Petroleum Ltd.

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.

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

12.3 Información adicional sobre compañías asociadas y negocios conjuntos

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

	2018		2017	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	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	3,176	95,633	2,256	97,960
Pasivos financieros no corrientes	-	137,708	2,904	214,259

	2018		2017	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de pérdidas y ganancias integrales				
Ingresos de actividades ordinarias	1,490,177	653,054	1,213,692	393,210
Costos	(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
Resultado del ejercicio	399,323	(322,969)	134,596	(178,280)
Otros resultados integrales	1,136,725	-	976,371	-
Otra información complementaria				
Dividendos pagados a Ecopetrol	-	-	217,075	-
Depreciación y amortización	511,615	243,601	557,970	232,953

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

	2018		2017	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Patrimonio de la compañía	1,993,213	771,492	1,433,536	1,007,754
% Participación de Ecopetrol	51%	50%	51%	50%
Participación en patrimonio	1,016,539	385,746	731,103	503,877
Mayor valor de la inversión	160,758	-	29,936	-
Impairment	-	(4,673)	-	(198,017)
Valor en libros de la inversión	1,177,297	381,073	761,039	305,860

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

13. Propiedades, planta y equipo

El movimiento de propiedades, planta y equipo por los años finalizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017 con sus correspondientes depreciaciones e impairment, es el siguiente:

	<u>Planta y equipo</u>	<u>Ductos, redes y líneas</u>	<u>Proyectos en curso (1)</u>	<u>Edificaciones</u>	<u>Terrenos</u>	<u>Otros</u>	<u>Total</u>
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2017	14,179,295	10,274,223	3,942,835	4,509,450	2,122,827	1,728,201	36,756,831
Adquisiciones/capitalizaciones (reclasificaciones)	1,003,624	695,963	801,185	66,879	14,909	(33,027)	2,549,533
Aumento costos de abandono	84,581	-	-	-	-	-	84,581
Intereses financieros capitalizados (2)	48,351	34,399	14,853	14,350	6,703	5,316	123,972
Diferencia en cambio capitalizada sobre préstamos	4,107	2,922	1,262	1,219	569	451	10,530
Bajas por retiro o venta	(125,713)	(37,174)	(5,930)	(11,843)	(9,622)	(34,320)	(224,602)
Traslados (3)	(180,098)	469,198	14,892	(54,639)	2,501	11,572	263,426
Saldo al 31 de diciembre de 2018	15,014,147	11,439,531	4,769,097	4,525,416	2,137,887	1,678,193	39,564,271
Depreciación acumulada y pérdida por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(7,245,371)	(6,641,043)	(553,420)	(1,902,856)	(39,522)	(413,603)	(16,795,815)
Depreciación del periodo	(960,947)	(657,731)	-	(234,249)	-	(68,022)	(1,920,949)
(Pérdidas) recuperación de impairment	(2,072)	(3,614)	55,979	4,382	5,220	3,874	63,769
Bajas por retiro o venta	110,265	31,150	-	9,325	-	30,418	181,158
Traslados (3)	245,032	(320,637)	-	17,334	-	6,505	(51,766)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	(7,853,093)	(7,591,875)	(497,441)	(2,106,064)	(34,302)	(440,828)	(18,523,603)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	6,933,924	3,633,180	3,389,415	2,606,594	2,083,305	1,314,598	19,961,016
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	7,161,054	3,847,656	4,271,656	2,419,352	2,103,585	1,237,365	21,040,668

- (1) El saldo de proyectos en curso al 31 de diciembre del 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 ponderada de los costos por préstamos. Ver Nota 17 – Préstamos y financiaciones.
- (3) Corresponde principalmente a: i) reconocimiento de contratos de arrendamiento financiero, ii) traslados provenientes de recursos naturales y del medio ambiente y iii) aportes realizados a subsidiarias.

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

	<u>Planta y equipo</u>	<u>Ductos, redes y líneas</u>	<u>Proyectos en curso (1)</u>	<u>Edificaciones</u>	<u>Terrenos</u>	<u>Otros</u>	<u>Total</u>
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2016	15,030,624	8,531,082	3,845,914	4,408,564	2,167,480	1,896,054	35,879,718
Adquisiciones/capitalizaciones	497,479	433,798	108,861	88,883	13,148	126,851	1,269,020
Disminución costos de abandono	(12,341)	-	-	-	-	-	(12,341)
Intereses financieros capitalizados	38,847	33,875	8,501	6,941	1,027	9,906	99,097
Diferencia en cambio capitalizada sobre préstamos	2,636	2,299	577	471	70	672	6,725
Bajas por retiro o venta	(48,090)	(16,903)	(231)	(992)	(23)	(6,865)	(73,104)
Traslados (2)	(1,329,860)	1,290,072	(20,787)	5,583	(58,875)	(298,417)	(412,284)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	14,179,295	10,274,223	3,942,835	4,509,450	2,122,827	1,728,201	36,756,831
Depreciación acumulada y pérdida por impairment							
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(7,641,158)	(4,736,850)	(262,597)	(1,578,950)	(26,852)	(357,221)	(14,603,628)
Depreciación del año	(991,048)	(725,662)	-	(285,447)	-	(64,931)	(2,067,088)
Pérdidas por impairment	(38,377)	(15,379)	(372,804)	(18,391)	(7,794)	(5,928)	(458,673)
Bajas por retiro o venta	41,282	13,196	-	76	-	5,298	59,852
Traslados (2)	1,383,930	(1,176,348)	81,981	(20,144)	(4,876)	9,179	273,722
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(7,245,371)	(6,641,043)	(553,420)	(1,902,856)	(39,522)	(413,603)	(16,795,815)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	7,389,466	3,794,232	3,583,317	2,829,614	2,140,628	1,538,833	21,276,090
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	6,933,924	3,633,180	3,389,415	2,606,594	2,083,305	1,314,598	19,961,016

- (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 Barrancabermeja.
- (2) Corresponde 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 iii) cuentas por cobrar por aportes a subsidiarias.

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

14. Recursos naturales y del medio ambiente

El movimiento de recursos naturales y del medio ambiente por los años finalizados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, con sus correspondientes agotamientos e impairment ha sido el siguiente:

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento 3	Inversiones petrolíferas en curso (1)	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	41,940,167	1,967,392	3,006,144	46,913,703
Adquisiciones/capitalizaciones	3,128,952	-	1,354,878	4,483,830
Aumento costos de abandono	-	737,187	11,603	748,790
Bajas por retiro o venta	(79)	-	(102,551)	(102,630)
Intereses financieros capitalizados (2)	70,186	-	6,675	76,861
Diferencia en cambio capitalizada	5,961	-	567	6,528
Traslados (3)	(583,214)	(71,188)	(11,142)	(665,544)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	44,561,973	2,633,391	4,266,174	51,461,538
Amortización acumulada y pérdida por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(28,428,770)	(1,404,524)	-	(29,833,294)
Amortización del periodo	(2,831,558)	(190,543)	-	(3,022,101)
Recuperación de impairment	257,008	-	-	257,008
Bajas por retiro o venta	78	-	-	78
Traslados (3)	461,844	58,710	-	520,554
Saldo al 31 de diciembre de 2018	(30,541,398)	(1,536,357)	-	(32,077,755)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	13,511,397	562,868	3,006,144	17,080,409
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	14,020,575	1,097,034	4,266,174	19,383,783

- (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) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos. Ver Nota 17 – Préstamos y financiaciones.
- (3) Corresponden principalmente a traslados a: i) propiedades, planta y equipo, y ii) aportes realizados a subsidiarias.

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros separados
 (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	39,851,396	2,077,137	3,093,344	45,021,877
Adquisiciones/capitalizaciones	2,393,046	-	329,304	2,722,350
(Disminución) aumento costos de abandono	-	(88,010)	25,935	(62,075)
Bajas por retiro o venta	(29,475)	(629)	(166)	(30,270)
Pozos secos (2)	-	-	(450,524)	(450,524)
Intereses financieros capitalizados	72,395	-	9,952	82,347
Diferencia en cambio capitalizada	4,913	-	675	5,588
Traslados (3)	(352,108)	(21,106)	(2,376)	(375,590)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	41,940,167	1,967,392	3,006,144	46,913,703
Amortización acumulada y pérdida por impairment				
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(25,454,055)	(1,251,327)	-	(26,705,382)
Amortización del año	(3,165,168)	(165,296)	-	(3,330,464)
Pérdidas por impairment	(114,520)	-	-	(114,520)
Bajas por retiro o venta	29,210	290	-	29,500
Traslados (3)	275,763	11,809	-	287,572
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(28,428,770)	(1,404,524)	-	(29,833,294)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	14,397,341	825,810	3,093,344	18,316,495
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	13,511,397	562,868	3,006,144	17,080,409

- (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 Kronos, Brama, Siluro y Venus, entre otros.
- (3) Corresponden principalmente a traslados a: i) propiedades, planta y equipo y ii) cuentas por cobrar por aportes a subsidiarias.

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros separados
(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	647,915	64,547	712,462
Adquisiciones	55,237	13,483	68,720
Bajas por retiro o venta	(45,263)	(5,643)	(50,906)
Traslados	464	(151)	313
Saldo al 31 de diciembre de 2018	658,353	72,236	730,589
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(415,502)	(54,790)	(470,292)
Amortización del periodo	(57,345)	(4,422)	(61,767)
Bajas por retiro o venta	45,263	5,643	50,906
Traslados	188	138	326
Saldo al 31 de diciembre de 2018	(427,396)	(53,431)	(480,827)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2018	230,957	18,805	249,762
Vida útil	< 5 años	< 7 años	
	Licencias y software	Otros intangibles (1)	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre del 2016	507,283	61,759	569,042
Adquisiciones	152,583	1,209	153,792
Bajas por retiro o venta	(8,744)	-	(8,744)
Traslados	(3,207)	1,579	(1,628)
Saldo al 31 de diciembre del 2017	647,915	64,547	712,462
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre del 2016	(353,780)	(46,660)	(400,440)
Amortización del año	(71,514)	(8,034)	(79,548)
Bajas por retiro o venta	8,744	-	8,744
Traslados	1,048	(96)	952
Saldo al 31 de diciembre del 2017	(415,502)	(54,790)	(470,292)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2017	232,413	9,757	242,170
Vida útil	< 5 años	< 7 años	

(1) Corresponde principalmente a servidumbres.

16. Impairment de activos a largo plazo

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

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

Con base en las pruebas de impairment realizadas por la Compañía se presentan las siguientes recuperaciones (gastos) de impairment de activos:

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2018	2017
Campos de producción	320,777	299,206
Inversiones en compañías	324,166	(56,738)
Refinación y petroquímica	-	273,987
	644,943	516,455
Reconocido en:		
Propiedades, planta y equipo (Nota 13)	63,769	458,673
Recursos naturales y del medio ambiente (Nota 14)	257,008	114,520
Inversiones en compañías (Nota 12)	324,166	(56,738)
	644,943	516,455

16.1 Campos de producción

En 2018, como resultado de las nuevas variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio versus la referencia a Brent, información técnica y operacional disponible, se presentó recuperación de impairment reconocido en años anteriores de los campos de producción que operan en Colombia: Casabe, Provincia, Underriver, Tisquirama y Orito; y un gasto de impairment principalmente en los campos Tibú y Dina Norte.

En 2017, producto de las nuevas variables de mercado, la incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio versus 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 un gasto de impairment en los campos Tibú, Underriver, Provincia y Orito, principalmente.

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

2018	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
Campos de producción			
Recuperación	18,998,726	50,212,905	680,164
Gasto	764,808	405,421	(359,387)
			320,777
2017	Valor en libros neto	Valor Recuperable	(Gasto) Recuperación
Campos de producción:			
Gasto	1,935,146	1,372,885	(562,261)
Recuperación	13,159,040	23,736,810	263,055
			(299,206)

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

- (3) 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. El nivel de jerarquía de valor razonable 3.

- (4) Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 30, las reservas probables y posibles también fueron consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.
- (5) 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%).
- (6) 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 en 2018, 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 OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y el impacto de los cambios en especificaciones emitidos por el convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020 sobre crudos y combustibles con alto contenido de azufre.

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

16.2 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, la Compañía reconoció una recuperación por impairment en el valor de sus inversiones en compañías, de la siguiente manera:

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2018	2017
Equion Energía Limited	130,822	19,149
Offshore International Group	193,344	37,589
	324,166	56,738

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 Energía Limited.

Para 2017 se generó por una mejora del escenario de precios de largo plazo en el nuevo contexto económico del sector de hidrocarburos y eficiencias operativas reflejadas en un mejor gasto de la operación.

16.3 Activos de refinación

Durante 2018 se evaluó el Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja, el cual se encuentra actualmente suspendido y no se identificaron 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 de Ecopetrol y el Grupo Empresarial Ecopetrol en el contexto adverso que atravesó el sector de hidrocarburos en años anteriores.

17. Préstamos y financiaciones

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

17.1 Composición de los préstamos y financiaciones

	Tasa de interés efectiva		Al 31 de diciembre	
	Al 31 de diciembre 2018	2017	2018	2017
Moneda nacional				
Bonos	8.0%	8.9%	1,568,034	1,692,471
Crédito sindicado	-	7.9%	-	1,550,484
Otros (1)	7.1%	7.4%	239,431	128,863
			1,807,465	3,371,818
Moneda extranjera				
Bonos	5.8%	6.1%	23,971,940	27,673,999
Créditos Refinería de Cartagena (2)	4.4%	4.3%	7,307,520	7,353,471
Créditos comerciales	-	4.3%	-	528,815
Otros (1)	5.3%	5.4%	206,737	211,670
			31,486,197	35,767,955
			33,293,662	39,139,773
Corriente			2,587,667	4,295,789
No corriente			30,705,995	34,843,984
			33,293,662	39,139,773

(1) Corresponde a 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., los cuales fueron asumidos por Ecopetrol a través de asunción voluntaria de la deuda, transacción realizada el 13 de diciembre de 2017. Ver detalle de esta operación en la Nota 14 - Inversiones en compañías de los Estados Financieros Separados al 31 de diciembre de 2017.

17.2 Principales movimientos

Moneda nacional

- El 6 de agosto de 2018, Ecopetrol 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 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.

Moneda extranjera

- El 13 de abril de 2018, Ecopetrol 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 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 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 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 de la Compañía en el momento en que se realicen desembolsos.
- El 27 de diciembre de 2018, Ecopetrol 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.

17.3 Perfil de vencimientos

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

	Hasta 1 año (1)	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	116,693	842,514	362,446	246,381	1,568,034
Otros	13,426	69,553	72,636	83,816	239,431
	<u>130,119</u>	<u>912,067</u>	<u>435,082</u>	<u>330,197</u>	<u>1,807,465</u>
Moneda extranjera					
Bonos	1,309,396	9,042,647	8,664,732	4,955,165	23,971,940
Créditos Refinería de Cartagena	1,116,370	4,061,541	2,129,609	-	7,307,520
Otros	31,782	135,481	39,474	-	206,737
	<u>2,457,548</u>	<u>13,239,669</u>	<u>10,833,815</u>	<u>4,955,165</u>	<u>31,486,197</u>
	<u>2,587,667</u>	<u>14,151,736</u>	<u>11,268,897</u>	<u>5,285,362</u>	<u>33,293,662</u>

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

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

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	305,766	891,902	352,816	-	1,550,484
Otros	1,679	14,472	41,789	70,923	128,863
	<u>560,617</u>	<u>1,648,886</u>	<u>717,561</u>	<u>444,754</u>	<u>3,371,818</u>
Moneda extranjera					
Bonos	2,591,494	8,515,324	12,018,813	4,548,368	27,673,999
Créditos Refinería de Cartagena	958,918	3,635,848	2,758,705	-	7,353,471
Créditos comerciales	153,873	315,849	59,093	-	528,815
Otros	30,887	117,657	63,126	-	211,670
	<u>3,735,172</u>	<u>12,584,678</u>	<u>14,899,737</u>	<u>4,548,368</u>	<u>35,767,955</u>
	<u>4,295,789</u>	<u>14,233,564</u>	<u>15,617,298</u>	<u>4,993,122</u>	<u>39,139,773</u>

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

17.4 Clasificación según tipo de interés

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Moneda nacional		
Tasa fija	239,431	128,863
Tasa variable	1,568,034	3,242,955
	<u>1,807,465</u>	<u>3,371,818</u>
Moneda extranjera		
Tasa fija	29,760,129	33,521,838
Tasa variable	1,726,068	2,246,117
	<u>31,486,197</u>	<u>35,767,955</u>
	<u>33,293,662</u>	<u>39,139,773</u>

Los intereses de los bonos en moneda nacional están indexados al IPC (Índice de Precios al Consumidor) más un diferencial; y los intereses de los préstamos en moneda extranjera de tasa variable están indexados a la tasa LIBOR más un diferencial. Los intereses de los otros tipos de deuda son calculados con base en una tasa fija.

17.5 Deuda designada como instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía 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 27 – Gestión de riesgos.

17.6 Garantías y covenants

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

17.7 Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de \$33,628,069 y \$41,657,589 al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

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

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

17.8 Movimiento de la deuda financiera neta

El siguiente es el 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	5,359,665	9,836,641	(39,739,773)	(24,543,467)
Flujos de efectivo	(847,633)	(1,897,134)	10,297,024	7,552,257
Diferencia en cambio en resultados	(155,037)	208,011	133,186	186,160
Diferencia en cambio en OCI	-	-	70,957	70,957
Costo financiero reconocido en resultados	-	-	(1,754,151)	(1,754,151)
Intereses y diferencia en cambio capitalizada	-	-	(193,755)	(193,755)
Valoración reconocida en resultados	-	102,173	-	102,173
Traslados (1)	-	-	(7,953,261)	(7,953,261)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	4,356,995	8,249,691	(39,139,773)	(26,533,087)
Flujos de efectivo	(2,492,439)	(264,015)	11,259,349	8,502,895
Diferencia en cambio en resultados	394,763	919,703	(816,836)	497,630
Diferencia en cambio contra OCI	-	-	(2,086,772)	(2,086,772)
Costo financiero reconocido en resultados	-	-	(2,140,480)	(2,140,480)
Intereses y diferencia en cambio capitalizada	-	-	(217,891)	(217,891)
Valoración reconocida en resultados	-	107,475	-	107,475
Traslados	-	-	(151,259)	(151,259)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	2,259,319	9,012,854	(33,293,662)	(22,021,489)

- (1) Corresponde principalmente al traslado por la capitalización de Refinería de Cartagena por \$7,864,382 (USD\$2,596 millones). Ver detalle en los Estados Financieros Separados al 31 de diciembre de 2017 Nota 14 – Inversiones en compañías.

18. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Proveedores	5,216,290	3,385,704
Entes relacionados (Nota 28)	1,168,589	1,476,790
Anticipos asociados	841,888	823,855
Acuerdos en contratos de transporte (1)	210,196	91,324
Retención en la fuente	94,744	279,138
Dividendos por pagar (2)	3,736	3,723
Acreedores varios	147,573	117,003
	7,683,016	6,177,537

- (1) Corresponde al valor de la deuda por acuerdos pactados en los contratos de transporte por oleoductos y poliductos, calculados en la compensación volumétrica por calidad y otros acuerdos de manejo de inventarios.
- (2) Los dividendos pagados en 2018 atribuibles a los accionistas de Ecopetrol ascendieron a \$3,659,373 (2017 – \$945,661).

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

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

19. Provisiones por beneficios a empleados

	Al 31 de diciembre	
	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	465,752	443,821
Otros beneficios a empleados	93,199	67,867
	8,550,501	8,290,176
Corriente	1,760,832	1,787,701
No corriente	6,789,669	6,502,475
	8,550,501	8,290,176

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

19.1 Movimiento de las obligaciones actuariales

La siguiente tabla muestra el movimiento de los pasivos y activos, netos por beneficios post-empleo y beneficios por terminación al 31 de diciembre:

	Pensión y bonos (1)		Otros		Total	
	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 separados
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

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

	Al 31 de diciembre	
	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)

19.2 Activos del plan

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

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

	Al 31 de diciembre	
	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 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. La Compañía obtiene estos precios por intermedio de proveedores de datos financieros confiables reconocidos en Colombia o en el extranjero dependiendo de la inversión.

Para los títulos emitidos en moneda local, el valor razonable de los activos del plan se calcula utilizando la información publicada por Infovalmer. 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.

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

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.

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 Infoalmer 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	
	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 27.2.

19.3 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%
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%
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

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

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.

19.4 Perfil de vencimientos de la obligación

Flujos de caja futuros para pago de las obligaciones post-empleo:

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

19.5 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.

19.6 Plan de retiro voluntario

En agosto de 2016, la Compañía ofreció un plan de retiro voluntario a 200 trabajadores que cumplieran con determinados requisitos. Al 31 de diciembre de 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.

19.7 Pasivo pensional local

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	
	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	
	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 19.3

20. Provisiones y contingencias

	Costos de abandono	Litigios	Otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	4,537,443	64,443	535,559	5,137,445
Costo financiero	155,545	-	-	155,545
Utilizaciones	(171,859)	(12,684)	(21,153)	(205,696)
Aumento costos abandono	833,371	-	-	833,371
Adiciones	86,037	17,668	125,337	229,042
Traslados	(92,068)	-	-	(92,068)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	5,348,469	69,427	639,743	6,057,639
Corriente	516,151	69,427	158,496	744,074
No corriente	4,832,318	-	481,247	5,313,565
	5,348,469	69,427	639,743	6,057,639

	Costos de abandono	Litigios	Otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2016	4,332,764	65,696	451,411	4,849,871
Costo financiero	335,991	-	-	335,991
Utilizaciones	(62,142)	(6,188)	(10,274)	(78,604)
Disminución costos abandono	(74,416)	-	-	(74,416)
Adiciones	36,691	4,935	94,422	136,048
Traslados	(31,445)	-	-	(31,445)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	4,537,443	64,443	535,559	5,137,445
Corriente	159,756	64,443	118,486	342,685
No corriente	4,377,687	-	417,073	4,794,760
	4,537,443	64,443	535,559	5,137,445

20.1 Costos de abandono y desmantelamiento

El pasivo estimado por costos de abandono corresponde a la obligación futura que tiene la Compañía de restaurar las condiciones ambientales de manera similar a las existentes antes del inicio de proyectos o actividades, de acuerdo a lo descrito en la sección 3.5. Por tratarse de obligaciones a largo plazo, este pasivo se estima proyectando los pagos futuros esperados y descontando a valor presente con una tasa referenciada a las obligaciones financieras de la Compañía, teniendo en cuenta la temporalidad y riesgos de esta obligación. Las tasas de descuento utilizadas en la estimación de la obligación al 31 de diciembre de 2018 fueron: Producción 3.55%, Refinación 3.74% y Transporte 3.57%. Para 2017, las tasas de descuento reales equivalentes fueron: Producción 3.34%, Refinación 3.77% y Transporte 3.43%.

20.2 Litigios

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

Pretensiones	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Perjuicios a terceros en razón a servidumbre de hidrocarburos en inmueble cercano a la Refinería de Cartagena.	11,019	11,019
Demanda por parte del consorcio Sincco por perjuicios en las condiciones contractuales para el proyecto de la modernización del llenadero de productos del centro industrial de Barrancabermeja.	5,347	5,347
Perjuicios a terceros en razón a derrame de crudo propiedad de Ecopetrol, en accidente de tránsito cercano a la vereda Raizal en Cundinamarca.	3,500	3,500
Daños materiales causados por explotación minera y de hidrocarburos en bien inmueble ubicado en el municipio de Bosconia, Cesar, sobre el cual pasa el poliducto Pozos Colorados.	3,000	3,000

20.3 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 en relación con 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.

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

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. La Compañía se encuentra en proceso de análisis del impacto de la aplicabilidad de las modificaciones establecidas en los mencionados decretos.

20.4 Detalle de los pasivos contingentes

La siguiente es la relación de los principales pasivos contingentes no registrados en el estado de situación financiera separado por considerar que su probabilidad de ocurrencia es eventual:

Pretensiones	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Responsabilidad administrativa y patrimonial por atentado terrorista perpetuado en el año 2015 contra el Oleoducto Transandino.	500,000	-
Acción de grupo 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 perpetuado en el año 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 sobrecostos 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 con relación a 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 con relación a servicio de adquisición y procesamiento de programa sísmico.	30,000	30,000

20.5 Detalle de activos contingentes

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

Pretensiones	Al 31 de diciembre	
	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 con relación a reembolso de costos administrativos y otras pretensiones.	43,007	-
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 a las contratadas.	21,232	21,232
Controversia contractual por otrosíes para el mantenimiento de algunos campos de producción.	13,449	-
Nulidad de acto administrativo emitido por la DIAN, que impuso contribución especial por contratos de obra pública.	13,214	13,214
Pagos a terceros por servidumbres petroleras.	9,293	-

21. Patrimonio

Los principales componentes del patrimonio se detallan a continuación:

21.1 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 31 de diciembre de 2017, el capital suscrito y pagado ascendía a \$25,040,067. No existe dilución potencial de acciones.

21.2 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, y (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 \$(142).

21.3 Reservas patrimoniales

	Al 31 de diciembre	
	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>

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente:

	Al 31 de diciembre	
	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	<u>5,138,895</u>	<u>2,177,869</u>

21.4 Ganancias acumuladas y dividendos

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 ascendieron a \$3,659,386 (2017 – \$945,661).

21.5 Otros resultados integrales

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	
	2018	2017
Método de participación en compañías (1)	10,674,497	8,226,700
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero (Nota 27.1.3)	(1,069,316)	(97,362)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(557,381)	(553,091)
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 27.1.2)	(1,203,461)	(1,149,865)
	<u>7,844,339</u>	<u>6,426,382</u>

(1) La Compañía reconoce como método de participación en compañías el efecto resultante del ajuste por conversión de sus inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos cuya moneda funcional sea diferente al peso colombiano, así como las variaciones en los conceptos del otro resultado integral de dichas compañías. El efecto acumulado por ajuste por conversión (diferencia en cambio en conversiones), será transferido al resultado del año como una ganancia o pérdida en el momento de la liquidación ó venta de dichas inversiones.

21.6 Utilidad básica por acción

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Utilidad neta atribuible a los accionistas	11,556,405	6,620,412
Promedio ponderado de acciones en circulación	41,116,694,690	41,116,694,690
Ganancia neta por acción (pesos)	281.1	161.0

22. Ingresos de actividades ordinarias

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2018	2017
Ventas nacionales		
Destilados medios	9,479,790	7,856,394
Gasolinas	6,606,147	5,843,928
Gas natural	1,738,749	1,686,611
Servicios	566,202	667,615
Crudos	524,502	926,614
Combustóleo	509,482	354,058
G.L.P. y propano	494,362	386,844
Asfaltos	335,426	275,803
Aromáticos	282,545	217,418
Polietileno	201,002	211,571
Otros ingresos ventas de gas (1)	156,031	188,195
Otros productos y servicios	196,146	149,397
	21,090,384	18,764,448
Reconocimiento diferencial precios (2)	3,169,196	1,889,609
	24,259,580	20,654,057
Ventas zona franca		
Crudos	7,814,082	3,642,534
Servicios	345,254	349,279
Gas natural	316,712	326,559
Propileno	130,891	119,424
Otros	10,815	39,341
	8,617,754	4,477,137
Ventas al exterior		
Crudos	25,855,983	20,327,921
Combustóleo	1,946,943	1,613,288
Coberturas de flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 27.1.2)	(655,533)	(583,232)
Comisiones	1,045	1,302
	27,148,438	21,359,279
	60,025,772	46,490,473

- (1) Corresponde al ingreso facturado sobre la participación en las utilidades de las ventas de gas, en el marco del acuerdo suscrito entre Ecopetrol y Chevron en 2004, para la extensión del contrato de asociación para la explotación de gas en la Guajira.
- (2) 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 4.15 – Reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes.

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

23. Costo de ventas

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2018	2017
Costos variables		
Productos importados (1)	7,675,698	6,638,033
Compras de hidrocarburos - ANH (2)	5,667,567	4,338,576
Servicios de transporte de hidrocarburos	4,933,523	4,014,822
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	4,310,008	4,816,771
Compras de crudo en asociación y concesión	4,240,273	2,523,181
Compras de otros productos y gas	3,542,916	2,656,166
Materiales de proceso	449,675	431,258
Impuestos y contribuciones (3)	418,416	431,456
Energía eléctrica	396,184	318,695
Servicios contratados en asociación	260,207	195,689
Inventario inicial menos final y otras asignaciones (4)	(276,423)	(679,171)
	31,618,044	25,685,476
Costos fijos		
Servicios de transporte de hidrocarburos	3,347,070	3,454,045
Costos laborales	1,922,184	1,727,908
Servicios contratados	1,654,662	1,134,649
Mantenimiento	1,313,872	1,181,431
Servicios contratados en asociación	926,193	899,002
Depreciaciones y amortizaciones	669,005	623,079
Materiales y suministros de operación	370,837	348,908
Impuestos y contribuciones	271,117	271,833
Costos generales	189,968	142,071
	10,664,908	9,782,926
	42,282,952	35,468,402

- (1) 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 derivadas de la producción nacional, tanto de la Compañía en operación directa como de terceros.
- (3) Incluye regalías de gas en dinero e impuesto al carbono.
- (4) Corresponde a la capitalización al inventario, 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.

24. Gastos de administración, operación y proyectos

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2018	2017
Gastos de administración		
Gastos generales	544,818	320,904
Gastos laborales	363,231	286,368
Depreciaciones y amortizaciones	25,804	37,250
Impuestos (1)	7,275	156,034
	941,128	800,556
Gastos de operación y proyectos		
Impuestos (2)	300,585	241,862
Gastos laborales	295,533	296,591
Gastos de exploración	228,692	593,917
Servicio logístico de transporte	214,679	214,980
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	113,273	121,730
Cuota de fiscalización	80,060	51,898
Proyectos corporativos y otros	(86,970)	234,139
	1,145,852	1,755,117

- (1) Para 2017 incluye principalmente el reconocimiento del impuesto a la riqueza por \$147,168 causado durante el primer trimestre del 2017. (Ver Nota 10 – Impuestos).
- (2) Incluye el impuesto de industria y comercio por \$162,348 (2017 - \$146,070) y el gravamen a los movimientos financieros por \$138,133 (2017 - \$95,655).

25. Otros (gastos) ingresos operacionales, neto

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2018	2017
Gasto provisiones por litigios	(104,828)	(47,090)
Gasto por impairment de activos corrientes	(103,234)	(15,743)
(Pérdida) ganancia en venta de activos	(86,984)	73,095
Gasto gasoductos contratos BOMTs (1)	-	(72,318)
Otros ingresos, netos	146,829	135,846
	(148,217)	73,790

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

26. Resultado financiero, neto

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2018	2017
Ingresos financieros		
Resultados provenientes de activos financieros	822,782	903,048
Rendimientos e intereses	281,485	395,924
Ganancia en venta de instrumentos de patrimonio	-	13,237
Dividendos	-	1,409
Otros ingresos financieros	1,827	7,213
	1,106,094	1,320,831
Gastos financieros		
Intereses (1)	(2,140,480)	(1,754,151)
Costos financieros de otros pasivos (2)	(637,809)	(709,514)
Valoración de activos financieros	(424,204)	(633,349)
Inefectividad de coberturas	(34,892)	(13,707)
Otros gastos financieros	(2,677)	(1,975)
	(3,240,062)	(3,112,696)
Utilidad por diferencia en cambio, neta	427,958	39,296
	(1,706,010)	(1,752,569)

(1) Al 31 de diciembre se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por \$200,833 (2017 - \$181,444).

(2) Incluye el gasto financiero por la actualización del pasivo por costos de abandono, y el interés neto de los beneficios post-empleo y otros beneficios a empleados a largo plazo.

27. Gestión de riesgos

27.1 Riesgo de tipo de cambio

Ecopetrol opera principalmente en Colombia y realiza ventas en el mercado local e internacional. Por tal razón, la Compañía 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 de la Compañía implica el uso de instrumentos financieros no derivados relacionados con coberturas de flujo de efectivo para futuras exportaciones e inversión neta de negocios en el extranjero para reducir al mínimo la exposición al riesgo de tipo de cambio

La tasa de cambio del dólar estadounidense frente al peso colombiano ha fluctuado durante los últimos años. Al 31 de diciembre de 2018, el peso colombiano se depreció 8.9%, respecto al 31 de diciembre de 2017. Las tasas de cierre fueron \$3,249.75, \$2,984.00 y \$3.000,71 para 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 separados
 (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)	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Efectivo y equivalentes de efectivo	482	461
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	857	1,146
Otros activos financieros	1,729	1,656
Otros activos	123	92
Total activos	3,191	3,355
Préstamos y financiaciones	(9,689)	(11,985)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(883)	(670)
Otros pasivos	(33)	(18)
Total pasivos	(10,605)	(12,673)
Posición pasiva neta	(7,414)	(9,318)

Del total de la posición neta, USD\$6,500 millones corresponden a instrumentos de cobertura cuyas variaciones cambiarias se reconocen en los otros resultados integrales, dentro del patrimonio y USD\$914 millones corresponden a pasivos netos en moneda extranjera cuya valoración impacta el resultado del año.

27.1.1 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%	(29,703)	211,234
5%	(148,514)	1,056,169

27.1.2 Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones

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

Con el objetivo de expresar en los estados financieros el efecto de la cobertura natural existente entre exportaciones y endeudamiento, 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 separados
(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 Ecopetrol 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	
	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 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	
	2018	2017
Saldo inicial	1,149,865	1,441,621
Diferencia en cambio	704,872	15,934
Realización de exportaciones (Nota 22)	(655,533)	(583,232)
Inefectividad	(35,270)	(14,036)
Impuesto de renta diferido	39,527	289,578
Saldo final (Nota 21.5)	1,203,461	1,149,865

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	(30,897)	111,073
	1,772,400	(568,939)	1,203,461

27.1.3 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 la Compañía tiene en moneda extranjera, en este caso a las inversiones en filiales con moneda funcional dólar y tiene como instrumento de cobertura una porción de la deuda denominada en dólares.

Ecopetrol designó como partida cubierta las inversiones netas en Oleoducto Central S.A., Ecopetrol América Inc., Hocol Petroleum Ltd. (HPL) y Refinería de Cartagena S.A. 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:

	Al 31 de diciembre	
	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 21.5)	1,069,316	97,362

27.2 Riesgo de crédito

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

Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y prestación de servicios de transporte, la Compañía 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 de la empresa.

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

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

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

	Al 31 de diciembre	
	2018	2017
Vencidos con menos de tres meses	2,409	1,228
Vencidos entre 3 y 6 meses	-	276
Vencidos con más de 6 meses	-	77,509
Total	2,409	79,013

Calidad crediticia de recursos 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 títulos 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 títulos 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, la Compañía 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, Ecopetrol no invierte más del 10% del exceso de efectivo en un determinado emisor. En el caso de portafolio en dólares, no se invierte más del 5% del exceso de efectivo en un emisor específico a corto plazo (hasta 1 año), o 1% a largo plazo.

La calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con instrumentos financieros puede verse en: Nota 6 – Efectivo y equivalentes, Nota 9 – Otros activos financieros y Nota 19.2 – Activos del plan.

27.3 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 el portafolio de inversiones, la deuda y los patrimonios autónomos pensionales.

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

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

Al 31 de diciembre de 2018 el 9.9% (2017: 14.0%) del endeudamiento tiene tasa flotante. Con lo cual, si la tasa de interés de mercado sube, los gastos de financiación aumentarán, lo que genera un efecto adverso en los resultados de las operaciones.

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	(59,674)	46,392	(513,699)
- 100 puntos básicos	59,674	(46,519)	527,058

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la Nota 19 - Provisiones por beneficios a empleados.

27.4 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 de la Compañía, puede verse limitada debido a las condiciones de estos mercados. Una nueva crisis financiera podría empeorar la percepción de riesgo en los mercados emergentes.

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

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

Durante el 2018, Ecopetrol 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. El detalle de estos movimientos son descritos en la Nota 17 – 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 por dólar.

	Hasta 1 año	1-5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Préstamos (Pago de principal e intereses)	2,138,266	14,317,793	20,592,501	19,141,433	56,189,993
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	7,683,016	-	-	-	7,683,016
	<u>9,821,282</u>	<u>14,317,793</u>	<u>20,592,501</u>	<u>19,141,433</u>	<u>63,873,009</u>

27.5 Gestión del capital

El principal objetivo de la gestión del capital de la Compañía 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.

La 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	
	2018	2017
Préstamos y financiaciones (Nota 17)	33,293,662	39,139,773
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(2,259,319)	(4,356,995)
Otros activos financieros (Nota 9)	(9,012,854)	(8,249,691)
Deuda financiera neta	<u>22,021,489</u>	<u>26,533,087</u>
Patrimonio (Nota 21)	<u>57,213,607</u>	<u>47,898,631</u>
Apalancamiento	<u>27.79%</u>	<u>35.65%</u>

El movimiento de la deuda financiera neta se detalla en la Nota 17.8.

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros separados
 31 de diciembre de 2018
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

28. Partes relacionadas

28.1 Compañías subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar	Otros pasivos
Subsidiarias						
Refinería de Cartagena S.A.	1,557,179	-	-	-	71,399	566
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS	194,123	-	20,203	-	271,802	-
Propilco S.A	10,907	-	-	-	-	-
Compounding and Masterbatching Industry Ltda	5,501	-	-	-	-	-
Oleoducto Central S.A. - OCENSA	5,356	-	7,191	-	446,518	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	3,268	-	245,101	-	83,173	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	2,734	-	-	-	87,916	-
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	2,482	-	28,281	-	49,198	-
Hocol S.A.	1,027	-	2,045	-	35,762	4,187
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	752	-	-	-	-	-
Ecopetrol Capital AG	473	-	-	1,452,206	-	-
Black Gold Limited	356	-	-	-	-	-
Bioenergy S.A	343	-	-	-	-	-
Ecopetrol América Inc	296	-	-	-	6,627	-
Andean Chemicals Limited	84	-	-	-	-	-
Ecopetrol Costa Afuera	73	-	-	-	52	-
Hocol Petroleum Limited	34	-	-	-	-	-
Ecopetrol Global Energy S.L	8	-	-	-	-	-
Ecopetrol Germany GMBH	6	-	-	-	-	-
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	21,814	-	17,722	-	86,803	67
Ecodiesel Colombia S.A.	522	-	-	-	23,857	1
Offshore International Group Inc	-	117,824	-	-	-	-
Asociadas						
Serviport S.A.	-	-	-	-	5,482	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	1,807,338	117,824	320,543	1,452,206	1,168,589	4,821
Corriente	1,807,338	-	124,233	1,452,206	1,168,589	4,821
No corriente	-	117,824	196,310	-	-	-
	1,807,338	117,824	320,543	1,452,206	1,168,589	4,821

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros separados
 31 de diciembre de 2018
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

	Cuentas por cobrar	Cuentas por cobrar - Préstamos	Otros activos	Otros activos financieros	Cuentas por pagar	Otros pasivos
Subsidiarias						
Refinería de Cartagena S.A. (1)	1,792,614	-	-	-	496,257	-
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS	74,672	-	33,204	-	196,790	9,677
Compounding and Masterbatching Industry Ltda	11,308	-	-	-	-	-
Oleoducto Central S.A. - OCENSA	4,918	-	-	-	428,523	-
Hocol S.A.	3,533	-	7,452	-	102,242	380
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	3,006	-	240,906	-	7,723	-
Ecopetrol Costa Afuera	2,774	-	-	-	-	-
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	2,491	-	29,505	-	39,397	15,384
Ecopetrol América Inc	617	-	702	-	9,016	-
Propilco S.A.	405	-	-	-	-	693
Bioenergy S.A.	382	-	-	-	-	-
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	244	-	-	-	-	-
Ecopetrol Capital AG (2)	145	-	-	2,276,481	-	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	66	-	-	-	67,661	-
Ecopetrol Germany GMBH	15	-	-	-	-	-
Hocol Petroleum Limited	13	-	-	-	-	-
Andean Chemicals Limited	3	-	-	-	-	-
Black Gold Limited	4	-	-	-	-	-
Ecopetrol Global Energy S.L	3	-	-	-	-	-
Ecopetrol del Peru S.A.	1	-	-	-	-	-
Negocios conjuntos						
Equion Energía Limited	2,645	-	5,124	-	101,133	7
Ecodiesel Colombia S.A.	362	-	-	-	22,228	-
Offshore International Group Inc (3)	-	154,810	-	-	-	-
Asociadas						
Invercolsa S.A.	18,641	-	-	-	-	-
Serviport S.A.	-	-	-	-	5,820	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017	<u>1,918,862</u>	<u>154,810</u>	<u>316,893</u>	<u>2,276,481</u>	<u>1,476,790</u>	<u>26,141</u>
Corriente	1,918,862	-	120,583	2,276,481	1,476,790	26,141
No corriente	-	154,810	196,310	-	-	-
	<u>1,918,862</u>	<u>154,810</u>	<u>316,893</u>	<u>2,276,481</u>	<u>1,476,790</u>	<u>26,141</u>

Cuentas por cobrar –préstamos:

- (1) Reficar: El 13 de diciembre de 2017 Ecopetrol capitalizó a su inversión en Refinería de Cartagena S.A. el préstamo que le había otorgado durante los años 2010 y 2011 por valor nominal de \$1,109,626 en el marco del contrato de empréstito firmado por ambas compañías en el año 2010. La capitalización incluye los intereses causados a la fecha.

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros separados
31 de diciembre de 2018

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

- (2) Capital AG: El 12 de diciembre de 2017 Ecopetrol Capital AG terminó de pagar el préstamo que Ecopetrol le otorgó en el año 2014 por valor nominal de USD\$474 millones, con una tasa de interés del 1.2% E.A. pagaderos anualmente y vencimiento a tres años.
- (3) Savia Perú S.A. (subsidiaria de Offshore International Group Inc.): Préstamo otorgado por USD\$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 USD\$35 millones.

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 los años finalizados al 31 de diciembre se detallan como sigue:

	2018		2017	
	Ventas y servicios	Compras productos y otros	Ventas y servicios	Compras productos y otros
Subsidiarias				
Refinería de Cartagena S.A. (1)	8,469,775	3,025,999	4,414,950	2,196,395
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	488,834	2,717,819	458,478	2,218,177
Compounding and Masterbatching Industry Ltda	131,032	-	119,543	-
Ecopetrol Capital AG	100,859	42,718	196,603	152,038
Propilco S.A.	43,168	-	44,472	-
Oleoducto Central S.A. - Ocensa	25,598	3,115,872	27,064	3,008,131
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	13,171	325,212	17,739	302,344
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	8,507	817,864	11,802	635,693
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	6,900	761,290	6,952	708,114
Hocol S.A.	3,811	458,675	10,499	345,359
Ecopetrol Costa Afuera	3,775	-	7,021	-
Black Gold Limited	1,153	-	823	-
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	1,146	-	520	-
Ecopetrol America Inc	896	47,995	1,506	44,412
Bioenergy S.A.	793	-	1,223	-
Hocol Petroleum Limited	781	-	41	-
Andean Chemicals Limited	250	-	49	-
Ecopetrol Germany GMBH	22	-	13	-
Ecopetrol Global Energy	20	-	3	-
Ecopetrol del Perú S.A.	-	-	2	-
Negocios conjuntos				
Equion Energía Limited	47,164	846,030	405,948	588,347
Offshore International Group Inc	2,386	-	15,188	-
Ecodiesel Colombia S.A.	6,860	267,498	6,583	259,269
	9,356,901	12,426,972	5,747,022	10,458,279

- (1) El aumento de las compras a Refinería de Cartagena S.A. se genera por operaciones de internación; a partir del año 2017 Ecopetrol está comprando combustibles a la refinería que anteriormente eran importados.

28.2 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 nuestros 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 Rozo	<1% acciones en circulación

28.3 Planes de beneficios post-empleo

La administración y el manejo de los recursos para el pago de la obligación pensional de Ecopetrol están a cargo de los patrimonios autónomos pensionales (PAP's), los cuales sirven como garantía y fuente de pago. 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.

28.4 Entidades relacionadas del Gobierno

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

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

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

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

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

El valor de compra de hidrocarburos a la ANH se detalla en la Nota 23 - 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 la Nota 22 – Ingresos de actividades ordinarias.

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.

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.

29. Operaciones conjuntas

La Compañía realiza parte de sus operaciones a través de los contratos de exploración y producción, evaluación técnica, contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos. Las principales operaciones conjuntas al cierre de 2018 son:

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

Contratos en los cuales Ecopetrol no es el operador:

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
Occidental de Colombia LLC Occidental Andina LLC	Chipirón	Producción	30-40%	Colombia
	Cosecha		30%	
	Cravo Norte		55%	
	Rondón		50%	
Chevron Petroleum Company	Guajira	Producción	57%	Colombia
Mansarovar Energy Colombia Ltd	Nare	Producción	50%	Colombia
Meta Petroleum Corp	Quifa	Producción	40%	Colombia
Equion Energía Limited	Piedemonte	Producción	50%	Colombia
Perenco Colombia Limited	Casanare	Producción	72.96 – 76.96%	Colombia
	Corocora		83.91%	
	Estero		95.98%	
	Garceró		91.22%	
	Orocúe		86.47%	
ONGC Videsh Limited Sucursal Colombia	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
	Fuerte Sur			
	Purple Angel			
	Col-5 y URA-4			

Contratos en los cuales Ecopetrol es operador:

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
ExxonMobil Exploration Colombia	VMM29	Exploración	50%	Colombia
	CR2			
	C62			
Talisman Colombia Oil	CPO9	Exploración	55%	Colombia
ONGC Videsh Limited Sucursal Colombia	RC9	Exploración	50%	Colombia
CPVEN E&P Corp Sucursal Colombia	VMM32	Exploración	51%	Colombia
Shell Exploración and Producción	CR4	Exploración	50%	Colombia
Hocol S.A.	AMA4	Exploración	50%	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	Producción	58%	Colombia
	Teca		86%	
Ramshorn International Limited	Guariques I	Producción	50%	Colombia
Equion Energía Limited	Cusiana Planta de gas	Producción	98%	Colombia

30. Reservas de petróleo y gas (no auditadas)

Ecopetrol 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 presenta en conjunto con la Gerencia de Upstream y la Vicepresidencia de Desarrollo, el balance de reservas a la Junta Directiva para su aprobación.

Las reservas fueron auditadas en un 99% por 3 compañías auditoras especializadas: DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott Company y Gaffney, Cline & Associates. 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 de Ecopetrol al 31 de diciembre de 2018 y 2017, (no incluye compañías filiales ni subordinadas), la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por la Compañía:

	2018			2017		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	1,032	3,148	1,584	974	3,091	1,516
Revisión de estimaciones (1)	107	(46)	98	116	293	168
Recobro mejorado	128	4	129	72	3	72
Compras	2	-	2	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	46	1	47	43	-	43
Ventas	(13)	(16)	(16)	-	-	-
Producción	(177)	(241)	(219)	(173)	(239)	(215)
Saldo final	1,125	2,850	1,625	1,032	3,148	1,584
<i>Reservas probadas desarrolladas:</i>						
Saldo inicial	776	3,060	1,313	733	3,011	1,261
Saldo final	831	2,746	1,312	776	3,060	1,313
<i>Reservas probadas no desarrolladas:</i>						
Saldo inicial	256	88	271	241	80	255
Saldo final	294	104	313	256	88	271

(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.

31. Eventos subsecuentes

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

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros separados
 31 de diciembre de 2018
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

Anexo 1 – Información sobre inversiones en compañías (1/2)

El siguiente es el detalle de las participaciones en compañías subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2018:

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	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
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

* Información tomada de los estados financieros auditados.

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

Anexo 1 – Información sobre inversiones en compañías (2/2)

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
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
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 oleoquímicos	Colombia	Colombia	82,608	12,846	119,991	37,383

(1) Información disponible al 30 de noviembre de 2018.

Ecopetrol S.A.
 Notas a los estados financieros separados
 (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	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	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
	sep-13	sep-23	USD	1,300 (1)	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
Créditos comerciales internacionales - Refinería de Cartagena	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

(1) Deuda financiera designada como instrumento de cobertura (ver Nota 27.1).