



Ecopetrol S. A.

Estados financieros separados

31 de diciembre de 2017



Building a better
working world

Informe del Revisor Fiscal

A la asamblea de accionistas de
Ecopetrol S.A.

Informe sobre los Estados Financieros Separados

He auditado los estados financieros separados adjuntos de Ecopetrol S.A., que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2017 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 Separados

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 (NCIF) adoptadas por la Contaduría General de la Nación; de diseñar, implementar y mantener el control interno relevante para la preparación y correcta presentación de los estados financieros separados 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 separados 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 separados 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 separados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo la evaluación del riesgo de errores materiales en los estados financieros separados. En el proceso de evaluar estos riesgos, el auditor considera los controles internos relevantes para la preparación y presentación de los estados financieros separados, 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 separados.

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

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

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

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

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



Building a better
working world

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

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

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 separados 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 22 de febrero de 2018.

(Original firmado)

Francisco J. González Rodríguez

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 13442-T

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

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

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 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	34
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	34
8. Inventarios, neto	35
9. Otros activos financieros	35
10. Impuestos	37
11. Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	43
12. Otros activos	44
13. Activos mantenidos para la venta y sus pasivos asociados	44
14. Inversiones en compañías	45
15. Propiedades, planta y equipo	49
16. Recursos naturales y del medio ambiente	51
17. Intangibles	53
18. Impairment de activos a largo plazo	54
19. Préstamos y financiaciones	57
20. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	60
21. Provisiones por beneficios a empleados	61
22. Provisiones y contingencias	66
23. Patrimonio	70
24. Ingresos por ventas	73
25. Costo de ventas	74
26. Gastos de administración, operación y proyectos	75
27. Otros (ingresos) y gastos operacionales, neto	75
28. Resultado financiero, neto	76
29. Gestión de riesgos	76
30. Entes relacionados	83
31. Operaciones conjuntas	87
32. Reservas de petróleo y gas (no auditadas)	89
33. Obligaciones contractuales	90
34. Eventos subsecuentes	90

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía

A los señores Accionistas de Ecopetrol S.A.:

22 de febrero de 2018

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

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros separados de la Compañía al 31 de diciembre de 2017, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante el año terminado en esta fecha.
2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante el año terminado en 31 de diciembre de 2017 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 2017.
4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados, de acuerdo con las normas de contabilidad y de información financiera aceptadas en Colombia.
5. Todos los hechos económicos que afectan la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros separados.

(Original firmado)
Felipe Bayón Pardo
Presidente

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

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

	Nota	Al 31 de diciembre	
		2017	2016
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	4,356,995	5,359,665
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	6,157,596	4,619,566
Inventarios, neto	8	3,231,719	2,589,784
Otros activos financieros	9	5,196,145	8,829,846
Activos por impuestos corrientes	10	399,058	660,818
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	-	51,610
Otros activos	12	777,408	880,804
		20,118,921	22,992,093
Activos mantenidos para la venta	13	22,869	29,611
Total activos corrientes		20,141,790	23,021,704
Activos no corrientes			
Inversiones en compañías	14	42,709,577	29,436,456
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	698,281	3,088,805
Propiedades, planta y equipo	15	19,961,016	21,276,090
Recursos naturales y del medio ambiente	16	17,080,409	18,316,495
Intangibles	17	242,170	168,602
Activos por impuestos diferidos	10	4,424,620	4,292,770
Otros activos financieros	9	3,053,546	1,006,795
Otros activos	12	805,788	929,827
		88,975,407	78,515,840
Total activos no corrientes		88,975,407	78,515,840
Total activos		109,117,197	101,537,544
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	4,295,789	2,650,122
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	20	6,177,537	5,299,557
Provisiones por beneficios a empleados	21	1,787,701	1,948,955
Pasivos por impuestos corrientes	10	539,784	586,426
Provisiones y contingencias	22	342,685	620,353
Otros pasivos		203,825	155,783
		13,347,321	11,261,196
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	13	-	40,128
Total pasivos corrientes		13,347,321	11,301,324
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	34,843,984	37,089,651
Provisiones por beneficios a empleados	21	6,502,475	3,901,082
Pasivos por impuestos diferidos	10	1,716,380	1,295,962
Provisiones y contingencias	22	4,794,760	4,229,518
Otros pasivos		13,646	46,153
		47,871,245	46,562,366
Total pasivos no corrientes		47,871,245	46,562,366
Total pasivos		61,218,566	57,863,690
Patrimonio			
Capital suscrito y pagado		25,040,067	25,040,067
Reservas		2,177,869	1,558,844
Resultados acumulados		7,646,613	2,590,911
Otras partidas patrimoniales		13,034,082	14,484,032
		47,898,631	43,673,854
Total patrimonio atribuible a los accionistas de la Compañía	23	47,898,631	43,673,854
Total pasivos y patrimonio		109,117,197	101,537,544

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

Ecopetrol S. A.**Estado de ganancias y pérdidas separado**

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

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
		2017	2016
Ingresos por ventas	24	46,490,473	38,348,460
Costos de ventas	25	35,468,402	31,580,865
Utilidad bruta		11,022,071	6,767,595
Gastos de administración	26	800,556	1,009,535
Gastos de operación y proyectos	26	1,755,117	1,975,018
Impairment (recuperación) de activos a largo plazo	18	516,455	(74,021)
Otros ingresos operacionales, neto	27	(73,790)	(341,911)
Resultado de la operación		8,023,733	4,198,974
Resultado financiero, neto	28		
Ingresos financieros		1,320,831	1,207,795
Gastos financieros		(3,112,696)	(2,795,691)
Ganancia por diferencia en cambio, neta		39,296	1,076,473
		(1,752,569)	(511,423)
Participación en los resultados de compañías	14	3,060,763	(141,283)
Resultado antes de impuesto a las ganancias		9,331,927	3,546,268
Gasto por impuesto a las ganancias	10	(2,711,515)	(1,981,559)
Utilidad neta del periodo		6,620,412	1,564,709
Utilidad básica por acción	23.6	161.0	38.1

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

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

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
		2017	2016
Utilidad neta del periodo		6,620,412	1,564,709
Otros resultados integrales:			
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Ganancias (pérdidas) no realizadas en operaciones de cobertura:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		291,756	990,483
Inversión neta en negocio en el extranjero		57,997	(155,359)
Flujo de efectivo instrumentos derivados		-	(214)
(Pérdidas) ganancias instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	(7,828)	126,205
Pérdida realizada en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	(68,497)
Pérdida método de participación patrimonial en compañías	14.1	(232,016)	(939,918)
		109,909	(47,300)
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas (neto de impuestos):			
Pérdidas actuariales		(1,548,044)	(1,153,442)
Otras pérdidas		(11,816)	(46,826)
		(1,559,860)	(1,200,268)
Otros resultados integrales		(1,449,951)	(1,247,568)
Total resultado integral		5,170,461	317,141

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

Ecopetrol S.A.

Estado de cambios en el patrimonio separado

(Expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	Capital suscrito y pagado	Prima en emisión de acciones	Reserva legal	Otras reservas	Otros resultados integrales	Utilidades acumuladas	Total patrimonio
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	23.3	-	-	-	(289,164)	-	289,164	-
Dividendos decretados	23.4	-	-	-	-	-	(945,684)	(945,684)
Otros movimientos		-	1	-	-	-	(1)	-
<u>Apropiación de reservas</u>								
Legal		-	-	156,471	-	-	(156,471)	-
Fiscales y estatutarias	23.3	-	-	-	512,632	-	(512,632)	-
Ocasionales	23.3	-	-	-	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
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	-	-	-	-	(7,828)	-	(7,828)
Método de participación patrimonial	14.1	-	-	-	-	(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
		<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 2015		25,040,067	6,607,699	5,139,587	406,983	9,123,901	(2,961,524)	43,356,713
Utilidad neta del periodo		-	-	-	-	-	1,564,709	1,564,709
Pérdidas enjuagadas con reserva legal	23.3	-	-	(3,869,907)	-	-	3,869,907	-
Liberación de reservas		-	-	-	(117,819)	-	117,819	-
<u>Otros resultados integrales</u>								
Ganancias en instrumentos de cobertura:								
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	-	990,483	-	990,483
Inversión neta de negocio en el extranjero		-	-	-	-	(155,359)	-	(155,359)
Flujo de efectivo de instrumentos derivados		-	-	-	-	(214)	-	(214)
Ganancias en valoración de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	-	-	-	-	126,205	-	126,205
Ganancia realizada en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable		-	-	-	-	(68,497)	-	(68,497)
Método de participación patrimonial	14.1	-	-	-	-	(939,918)	-	(939,918)
Pérdidas actuariales		-	-	-	-	(1,153,442)	-	(1,153,442)
Otros movimientos		-	-	-	-	(46,826)	-	(46,826)
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

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

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

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
		2017	2016
Flujos de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del período		6,620,412	1,564,709
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:			
Gasto por impuesto a las ganancias	10	2,711,515	1,981,559
Depreciación, agotamiento y amortización	15,16,17	5,477,100	5,262,549
Utilidad por diferencia en cambio	28	(39,296)	(1,076,473)
Costo financiero de préstamos y financiaciones	29	1,754,151	2,173,676
Costo financiero de beneficios post-empleo y costos de abandono	29	709,514	531,206
Pozos secos	16	450,524	302,965
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes		13,648	40,183
Pérdida (recuperación) por impairment de activos de largo plazo	18	516,455	(74,021)
Pérdida por impairment de activos de corto plazo		15,743	48,815
Ganancia por valoración de activos financieros		(102,173)	(36,682)
(Utilidad) pérdida por método de participación patrimonial	14	(3,060,763)	141,283
Ganancia neta en venta de activos mantenidos para la venta	13	(168,726)	-
Ganancia en venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	11	(13,237)	(47,129)
Pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	24	583,232	720,137
Pérdida por ineffectividad de coberturas		13,707	-
Impuesto de renta pagado		(1,779,471)	(1,243,802)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		(1,908,332)	(2,066,563)
Inventarios		(373,331)	(126,662)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		546,948	(715,394)
Activos y pasivos por impuestos corrientes		(80)	2,602,929
Provisiones por beneficios a empleados		(243,895)	(2,690)
Provisiones y contingencias		57,477	(925,717)
Otros activos y pasivos		422,285	(486,380)
Efectivo neto generado por las actividades de operación		12,203,407	8,568,498
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Aportes de capital en inversiones en sociedades	14	(1,303,375)	(2,618,425)
Inversión en propiedad, planta y equipo	15	(1,269,020)	(1,269,776)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	16	(2,722,350)	(1,343,457)
Adquisiciones de intangibles	17	(153,792)	(56,906)
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	966,715
Venta (compra) de otros activos financieros, neto		1,897,134	(6,225,788)
Intereses recibidos		395,924	325,363
Dividendos recibidos		1,132,967	4,773,842
Producto de la venta de activos		374	-
Efectivo neto usado en actividades de inversión		(1,808,355)	(5,448,432)
Flujo de efectivo en actividades de financiación:			
Adquisición de préstamos		-	4,480,087
Pagos de capital		(8,052,402)	(1,577,823)
Pagos de intereses		(2,244,622)	(2,142,750)
Dividendos pagados		(945,661)	(690,177)
Efectivo neto (usado) generado en actividades de financiación		(11,242,685)	69,337
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		(155,037)	(146,784)
(Disminución) aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo		(1,002,670)	3,042,619
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período		5,359,665	2,317,046
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del período	6	4,356,995	5,359,665
Transacciones no monetarias			
Capitalización Refinería de Cartagena (Nota 14.1)		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)
Francisco J. González Rodríguez
Revisor Fiscal
T.P. 13442-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", la "Compañía" o "Grupo Empresarial Ecopetrol").

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

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

2. Bases de presentación

2.1 Declaración de cumplimiento y autorización de los estados financieros

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

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 la Compañía y sus subordinadas. Por consiguiente, los estados financieros separados deben leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados de Ecopetrol.

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

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

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

La moneda funcional de la Compañía es determinada en función al entorno económico principal en el que opera. Los estados financieros se presentan en pesos colombianos, la cual es la moneda funcional y de presentación.

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

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

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

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

2.5 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

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

Un activo o un pasivo es corriente cuando:

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

Los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes.

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

2.6 Utilidad neta por acción (básica y diluida)

La utilidad neta por acción (básica y diluida) 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 Reclasificación para presentación

El saldo de los depósitos recibidos por anticipado al 31 de diciembre de 2016 fue reclasificado de cuentas por pagar a otros pasivos, para fines comparativos con las cifras al 31 de diciembre de 2017.

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. Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, la experiencia de la administración 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 período en el cual la estimación es revisada.

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

3.1 Reservas de petróleo y gas natural

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

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

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

Las estimaciones de reservas se preparan usando factores geológicos, técnicos y económicos, incluyendo proyecciones futuras de tasas de producción, precios del petróleo, datos de ingeniería y la duración y monto de futuras inversiones con cierto grado de incertidumbre. Estas estimaciones reflejan las condiciones regulatorias y de mercado existentes a la fecha de reporte, las cuales podrían diferir significativamente de otras condiciones a lo largo del año o en períodos 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 15 y 16.

3.2 Impairment (recuperación) de activos

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

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

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

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

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

3.3 Costos de exploración y evaluación

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

3.4 Determinación de las unidades generadoras de efectivo (UGE's)

La asignación de activos en UGE's requiere juicio significativo, así como también las interpretaciones con respecto a la integración entre los activos, la existencia de mercados activos, la exposición similar a los riesgos de mercado, las infraestructuras compartidas y la forma en la que la administración monitorea las operaciones. Ver nota 4.11 – Impairment en el valor de los activos, para mayor información.

3.5 Abandono de campos y otras facilidades

De acuerdo con la reglamentación ambiental y de 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.

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

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

3.6 Plan de pensión y otros beneficios

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

Estos supuestos se revisan anualmente para propósitos de las valuaciones actuariales y pueden diferir 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. El cálculo de los bonos pensionales se mantiene para cumplir con las obligaciones pensionales a cargo de la Compañía, según la reglamentación establecida.

3.7 Litigios

La Compañía está sujeta a reclamaciones por procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otras reclamaciones que surgen dentro del curso ordinario de los negocios. La administración evalúa estas situaciones con base en su naturaleza, la probabilidad de que se materialicen y las sumas involucradas, para decidir sobre los importes reconocidos y/o revelados en estados financieros. Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra de la Compañía y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando la Compañía tiene una obligación presente como resultado de un evento pasado, es probable que se genere una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar la obligación y se puede hacer una estimación confiable del monto de dicha obligación.

3.8 Impuestos

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

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

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

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

3.9 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 administración. La Compañía evalúa periódicamente la alineación entre las coberturas identificadas y su política de gestión de riesgos.

4. Políticas contables

Las políticas contables que se indican a continuación se han aplicado consistentemente para todos los 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 reducen del valor razonable de los activos y pasivos financieros, en su 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.

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

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

Mediciones a Valor razonable

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

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

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

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

Método de 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

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

Bajas de activos financieros

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

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

4.1.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

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

4.1.2 Activos financieros

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

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

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

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

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

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

c) Préstamos y cuentas por cobrar

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

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

4.1.3 Pasivos financieros

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

Los créditos bancarios y emisiones de bonos se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. La diferencia entre el importe recibido y su valor principal, se reconoce en el resultado del periodo durante el tiempo de amortización de la obligación financiera, medidos al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva. La amortización del método de interés efectivo se incluye como gasto financiero en el estado de resultados.

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

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

4.1.4 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

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

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

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

4.1.5 Operaciones de cobertura

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

Al inicio de la relación de cobertura, la Compañía 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. Adicionalmente, al inicio de la cobertura y de manera continua, la Compañía documenta si el instrumento de cobertura es altamente efectivo para contrarrestar los cambios en los valores razonables o flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los instrumentos de cobertura son clasificados como activos o pasivos no corrientes cuando el remanente de la partida cubierta es superior a 12 meses y como activo o pasivo corriente, cuando el valor residual de la partida cubierta es inferior a 12 meses.

4.1.5.1 Cobertura de flujo de efectivo

La porción eficaz de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura derivados y no derivados se reconocen en otro resultado integral y se acumula como reserva de cobertura del flujo de efectivo dentro del patrimonio. La parte inefectiva de la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura se reconoce en el resultado del periodo, en la línea del resultado financiero, neto.

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

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

Ecopetrol designa préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo de tipo de cambio en exportaciones futuras de crudo. Ver Nota 30 para mayor información.

4.1.5.2 Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

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

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

Ecopetrol designó préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo tipo de cambio en sus inversiones en subsidiarias cuyas monedas funcionales son diferentes al peso colombiano. Ver nota 29 para mayor información.

4.2 Inventarios

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

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

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

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

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

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

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

4.3 Partes relacionadas

Se consideran partes relacionadas aquellas en donde una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control compartido, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas o es un miembro del personal clave de la gerencia (o pariente cercano del miembro). La Compañía ha considerado como partes relacionadas las compañías 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 4.15)

4.3.1 Compañías subsidiarias

Las subsidiarias son todas las compañías sobre las que la 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 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 el Grupo 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 es control o control conjunto sobre esas políticas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto.

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

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

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

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

4.3.3 Negocios conjuntos

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

4.4 Operaciones conjuntas

Una operación conjunta es un tipo de acuerdo conjunto mediante el cual las partes 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 empresas conjuntas, registra su porcentaje de activos, pasivos, ingresos por ventas, costos y gastos, con base en la participación de cada socio en los ítems correspondientes a activos, pasivos, gastos, costos e ingresos por ventas.

4.5 Activos no corrientes mantenidos para la venta

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

4.6 Propiedades, planta y equipo

Reconocimiento y medición

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

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

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

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

Desembolsos posteriores

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

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

Depreciación

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

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

Las vidas útiles estimadas oscilan entre los siguientes rangos:

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

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

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

4.7 Recursos naturales y del medio ambiente

Reconocimiento y medición

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

Costos de exploración

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

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

Un activo de exploración y evaluación ya no se clasificará como tal cuando se demuestre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer un recurso mineral. Los activos de exploración y evaluación se revisarán por impairment y se reconocerá cualquier pérdida 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 desmantelamiento, retiro y restauración, así como el valor estimado por obligaciones ambientales futuras. La estimación incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de facilidades y recuperación ambiental de áreas y pozos. Los cambios resultantes de nuevas estimaciones del pasivo por abandono y restauración ambiental, 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. Los factores de amortización se revisan anualmente, con base en el estudio de reservas y el impacto sobre cambios de dichos factores sobre el gasto por amortización, se reconoce de manera prospectiva en los estados financieros.

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

Impairment

Los activos asociados a exploración, evaluación y producción están sujetos a revisión por posible impairment en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación de impairment) de activos y 4.11 - 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 en el período en que se incurren. Los proyectos que han sido suspendidos, pero que la compañía pretende continuar a futuro con su ejecución, no son susceptibles de asignación de costos préstamos.

4.9 Activos Intangibles

Los activos intangibles con vida útil definida, adquiridos separadamente, son registrados al costo menos la amortización acumulada y pérdidas acumuladas por impairment. La amortización es reconocida 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. 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 financiamientos.

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 por lo menos a la fecha de cierre del período o antes, en caso de identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

Para efectuar el análisis de impairment, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGE's. La agrupación de los activos en 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 es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la UGE) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por impairment de valor en los resultados del periodo.

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

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

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

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

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

4.12 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.

La creación de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y Ecopetrol tiene información adecuada para determinar un estimado razonable 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 gasto correspondiente a cualquier provisión se presenta en el estado de resultados en la línea que mejor refleje la naturaleza de la provisión, neto de todo reembolso relacionado, en la medida en que éste sea virtualmente cierto.

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

Obligación de retiro de activos

Los pasivos asociados al retiro de activos se reconocen cuando se tienen obligaciones ya sean legales o implícitas relacionadas con el desmantelamiento de componentes de pozos, ductos, inmuebles y equipo. La obligación generalmente se contrae cuando los activos son instalados o la superficie o el ambiente son alterados en los sitios a operar. Estos pasivos son reconocidos utilizando la técnica de flujos de caja descontados a una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado de un pasivo de riesgo similar y tomando en consideración el límite económico del campo o vida útil del activo respectivo. En el caso en que no se pueda determinar una estimación confiable en el periodo en que se origina la obligación, la provisión debe reconocerse cuando se tengan elementos suficientes para realizar la mejor estimación.

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

4.13 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 (incluye cuando aplique, renta y complementarios y renta para la equidad CREE) y el efecto del impuesto diferido en cada periodo.

El impuesto a las ganancias es registrado en resultados, excepto cuando estén relacionados con 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 los estados financieros, 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 resultados integrales, debido a: partidas de ingresos o gastos imponibles o deducibles en diferentes periodos fiscales, deducciones tributarias especiales, pérdidas fiscales y partidas contabilizadas que conforme a las normas tributarias aplicables en cada jurisdicción se consideren no gravables o no deducibles.

4.13.2 Impuestos diferidos

El impuesto diferido se contabiliza de acuerdo con el método del pasivo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se reconocen por las consecuencias impositivas futuras atribuibles a las diferencias entre los importes en libros de los activos y pasivos existentes en los estados financieros consolidados y sus bases impositivas respectivas. Se reconoce un pasivo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias 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.

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

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

4.14 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 períodos diferentes al de prueba.

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

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

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

En 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 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 la obligación por beneficios definidos. 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 aumentos futuros de salarios y pensiones se basan en los índices de inflación futuros esperados para cada país. La nota 21 – Provisiones por beneficios a empleados provee más detalles sobre los supuestos clave utilizados.

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

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

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

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 periodo 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 restructuración.

4.15 Reconocimiento de ingresos

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

En cumplimiento con la normatividad local vigente, Ecopetrol 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.

4.16 Costos y gastos

Los costos y gastos se presentan por función, 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 como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambio a resultados, c) diferencias en cambio de activos y pasivos financieros, excepto los instrumentos de deuda designados como instrumento de cobertura, d) gastos por actualización financiera de pasivos a largo plazo (costos de abandono y pasivo pensional), e) los dividendos derivados de los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable con cambio en el otro resultado integral.

4.18 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 Nuevos estándares emitidos por el IASB

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

- Modificaciones a la NIC 7 estado de flujos de efectivo - Iniciativa de revelación: requieren que las entidades revelen los cambios en sus pasivos surgidos de las actividades de financiación, incluidos los que se generan de los flujos de efectivo y los no monetarios (entre ellos, el efecto de la diferencia en cambio). La adopción de las modificaciones a la NIC 7 no tuvo impacto en los montos reconocidos en los estados financieros. La Compañía proporciona la información para el período actual y el período comparativo, requerido por esta norma en la Nota 19 – Préstamos y financiaciones.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La NIIF 16 "Arrendamientos" contiene un nuevo modelo para la identificación de contratos de arrendamiento y su tratamiento en los estados financieros para arrendatarios. Las compañías de

petróleo y gas podrían reconocer más activos y pasivos, derivados principalmente del alquiler de equipos de construcción y oficinas. El nuevo estándar no trae mayores cambios en el reconocimiento, medición y revelación para los arrendadores.

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

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

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

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

El Comité de Interpretaciones llegó a la siguiente conclusión:

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

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

6. Efectivo y equivalentes de efectivo

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Bancos y corporaciones	2,450,701	564,425
Inversiones financieras de corto plazo	1,904,957	4,794,416
Caja	1,337	824
	<u>4,356,995</u>	<u>5,359,665</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 fue de 6.4% (2016 - 8.1%) y 1.0% (2016 - 0.5%), respectivamente. Igualmente, para las inversiones financieras de corto plazo en pesos colombianos y dólares, la rentabilidad fue de 6.1% (2016 - 7.1%) y 1.1% (2016 - 0.6%), respectivamente.

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

<u>Calificación</u>	<u>2017</u>	<u>2016</u>
AAA	1,397,373	3,198,394
BRC1+	1,152,593	-
F1+	884,827	501,793
A1	783,139	1,463,520
Aa3	99,029	-
Aa2	27,868	-
F1	-	128,781
Sin calificación disponible	12,166	67,177
	<u>4,356,995</u>	<u>5,359,665</u>

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.2.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

El detalle de cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto de provisiones al 31 de diciembre comprendía:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Corriente		
Clientes		
Exterior	1,294,220	820,527
Nacionales	878,048	701,719
Entes relacionados (Nota 30)	1,918,862	1,897,854
Fondo de estabilización de precios (1)	1,911,056	913,876
Cuentas por cobrar a empleados (2)	25,017	33,977
Servicios industriales	7,678	48,226
Deudores varios	122,715	203,387
	<u>6,157,596</u>	<u>4,619,566</u>
No corriente		
Entes relacionados (Nota 30) (3)	154,810	2,610,341
Cuentas por cobrar a empleados (2)	465,961	400,211
Fondo de estabilización de precios (1)	77,510	77,510
Deudores varios	-	743
	<u>698,281</u>	<u>3,088,805</u>

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

- (1) Corresponden a recursos pendientes de pago por parte del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles que surge de los diferenciales de precios de la gasolina y el diésel, de conformidad con la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 (y las normas que la modifican y adicionan). El Ministerio de Minas y Energía realiza el pago en consideración de la resolución de liquidación de la posición neta a favor de la Compañía para los meses pendientes de pago.
- (2) Ecopetrol otorgó la administración, manejo y control de los préstamos a empleados a Cavipetrol, quien controla el detalle por trabajador de dichos préstamos y sus respectivas condiciones.
- (3) La disminución se generó debido a que el 13 de diciembre de 2017 Ecopetrol capitalizó a su inversión en Refinería de Cartagena S.A., el crédito subordinado otorgado a dicha compañía en el año 2010. El valor de esta capitalización fue de COP\$1,522,761. Ver detalle en Nota 14 – Inversiones en compañías.

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

8. Inventarios, neto

El detalle de inventarios, neto de provisiones al 31 de diciembre comprendía:

	2017	2016
Crudo	1,600,818	1,331,674
Combustibles y petroquímicos	965,265	732,952
Materiales para producción de bienes	665,636	525,158
	3,231,719	2,589,784

La siguiente tabla muestra los movimientos de la provisión de inventarios:

	2017	2016
Saldo inicial	63,172	75,068
(Recuperaciones) adiciones, neto	(5,232)	15,746
Utilizaciones	(8,509)	(27,642)
Saldo final	49,431	63,172

9. Otros activos financieros

El detalle de otros activos financieros al 31 de diciembre comprendía:

	2017	2016
Activos medidos a valor razonable con cambio a resultados		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional	3,309,422	2,519,229
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	2,660,152	3,565,254
Inversiones en títulos de compañías del grupo (1) (Nota 30)	2,276,481	3,748,005
	8,246,055	9,832,488
Activos medidos a costo amortizado	3,636	4,153
	8,249,691	9,836,641
Corriente	5,196,145	8,829,846
No corriente	3,053,546	1,006,795
	8,249,691	9,836,641

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

La rentabilidad promedio del portafolio de inversiones en pesos colombianos y dólares fue de 7.4% (2016 - 8.1%) y 1.2% (2016 - 0.8%), respectivamente.

La medición a valor razonable es reconocida contra el Resultado Financiero (Nota 28).

9.1 Restricciones

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

El 6 de noviembre de 2016, a través de los Ministerios de Minas y Energía y Hacienda y Crédito Público, se confirmó la terminación de la condición de secuestre de Ecopetrol en el proceso de nulidad y restablecimiento de derechos contra los Comuneros de Santiago de las Atalayas. Como resultado de lo anterior, los recursos relacionados con este caso le pertenecen a Ecopetrol (ver Nota 22.4 - Provisiones comuneros, para mayor información).

9.2 Vencimientos

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
< 1 año	5,196,145	8,829,846
1 - 2 años	1,254,331	699,945
2 - 5 años	1,639,070	271,482
> 5 años	160,145	35,368
	<u>8,249,691</u>	<u>9,836,641</u>

9.3 Valor razonable

La clasificación de los otros activos financieros registrados a valor razonable al 31 de diciembre es la siguiente:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Nivel 1	295,162	24,985
Nivel 2	7,950,893	9,807,503
	<u>8,246,055</u>	<u>9,832,488</u>

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

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

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

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

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:

Calificación	2017	2016
AAA	2,983,493	1,392,129
F1	2,276,481	-
A-1	1,135,561	3,053,807
AA+	830,638	50,192
BBB-	317,841	-
A	300,179	-
AA-	226,095	3,036
A+	175,767	-
F2	-	3,748,005
F1+	-	1,585,319
	<u>8,246,055</u>	<u>9,832,488</u>

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.2.

10. Impuestos

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

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

	2017	2016
Activos por impuestos corrientes		
Saldo a favor en impuestos (1)	221,628	498,942
Otros impuestos	177,430	161,876
	<u>399,058</u>	<u>660,818</u>
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias (2)	231,177	95,436
Impuesto de industria y comercio	136,766	131,243
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	81,337	270,417
Impuesto al carbono	40,099	-
Otros impuestos (3)	50,405	89,330
	<u>539,784</u>	<u>586,426</u>

(1) Incluye principalmente saldos a favor por concepto de impuesto al valor agregado (IVA).

(2) La principal variación corresponde al aumento en la utilidad antes de impuestos, la disminución en la recuperación de impairments y provisiones y el efecto por la implementación de la reforma tributaria en partidas como la diferencia en cambio.

(3) Incluye principalmente saldo por pagar del impuesto al valor agregado (IVA).

10.2 Impuesto a las ganancias

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

- a) La tasa del impuesto sobre la renta es del 34% para el año gravable 2017 y del 33% para el año gravable 2018 y siguientes.
- b) Se estableció una sobretasa al impuesto sobre la renta para los años 2017 y 2018, del 6% y 4%, respectivamente, y aplicará cuando la base del impuesto sobre la renta sea superior a COP\$800 millones.
- c) La renta presuntiva se calcula multiplicando el patrimonio líquido del año inmediatamente anterior a la tarifa del 3.5%.
- d) 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.
- e) 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.
- f) Las fluctuaciones de las partidas expresadas en moneda extranjera, solo 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.
- g) 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.

Al 31 de diciembre de 2017 la Compañía no presenta excesos de renta presuntiva sobre renta ordinaria ni pérdidas fiscales por amortizar.

Por el período del 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2016, las rentas fiscales en Colombia, se gravaron a la tarifa del 25% a título de impuesto de renta y complementarios, 9% a título de impuesto sobre la renta para la equidad "CREE", exceptuando los contribuyentes que por expresa disposición manejen tarifas especiales y al 10% las rentas provenientes de ganancia ocasional. Las compañías 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.

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

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 y 2016 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 será de 6 años.

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

Gasto por impuesto a las ganancias

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Impuesto de renta		
Corriente	2,238,159	1,528,320
Ejercicios anteriores	<u>(243,490)</u>	<u>199,289</u>
	1,994,669	1,727,609
Impuesto diferido		
Corriente	368,134	305,708
Ejercicios anteriores	<u>348,712</u>	<u>(51,758)</u>
	716,846	253,950
	<u>2,711,515</u>	<u>1,981,559</u>

Conciliación del gasto por impuesto a las ganancias

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Utilidad antes de impuesto	9,331,927	3,546,268
Tasa de renta nominal	40%	40%
Impuesto de renta a tasa nominal	3,732,771	1,418,507
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:		
Método de participación en compañías	(1,224,305)	56,514
Efecto por impuesto de renta y sobretasa 2018 y siguientes 3%	(101,580)	38,880
Deducciones fiscales	(12,565)	(59,668)
Ingresos no gravados	(2,918)	(37,033)
Gastos no deducibles	85,445	257,002
Gasto de renta años anteriores	105,221	147,531
Impuesto a la riqueza	58,867	147,538
Aplicación tarifa ganancia ocasional	10,733	8,556
Otros	<u>59,846</u>	<u>3,732</u>
Impuesto a las ganancias calculado	<u>2,711,515</u>	<u>1,981,559</u>
Corriente	1,994,669	1,727,609
Diferido	<u>716,846</u>	<u>253,950</u>
	<u>2,711,515</u>	<u>1,981,559</u>

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 2017 calculada antes de impuestos y de la participación en las utilidades de compañías del grupo, asociadas y negocios conjuntos es de 43.2%. La variación frente a la misma tasa calculada con corte al 31 de diciembre de 2017 (52.7%) se debe principalmente al incremento en la renta líquida y la disminución en los gastos no deducibles tales como el impuesto a la riqueza. Adicionalmente en el 2017 se consideraron como deducibles los gastos por apoyo a las fuerzas militares, los impuestos efectivamente pagados y el 100% del gravamen a los movimientos financieros, los cuales para 2016 no fueron gastos deducibles.

Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios y CREE de los años gravables 2014, 2015 y 2016, se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias. La administración 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 vigente para atender cualquier reclamación que se pudiera establecer con respecto a tales años. La Compañía tiene por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias.

Impuesto sobre las ganancias diferido

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

	2017	2016
Activo por impuesto diferido	4,424,620	4,292,770
Pasivo por impuesto diferido	(1,716,380)	(1,295,962)
Impuesto diferido a las ganancias, neto	2,708,240	2,996,808

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

	2017	2016
Impuesto diferido activo		
Provisiones (1)	1,705,209	1,694,428
Beneficios a empleados (2)	1,373,560	656,996
Propiedades, planta y equipo (3)	949,906	1,456,259
Cuentas por pagar	161,560	160,560
Inventarios	115,920	56,991
Préstamos por pagar	47,057	151,047
Cuentas por cobrar	65,971	111,258
Activos intangibles	5,437	4,996
Inversiones e instrumentos derivados	-	235
	4,424,620	4,292,770
Impuesto diferido pasivo		
Inversiones petrolíferas (3)	1,231,634	970,583
Goodwill (4)	313,296	229,227
Inversiones e instrumentos derivados	39,484	-
Cargos diferidos	66,664	62,030
Otros activos	65,302	34,122
	1,716,380	1,295,962

(1) La partida más representativa corresponde a la provisión de abandono de pozos.

(2) Cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.

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

- (3) 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.
- (4) De acuerdo con la ley tributaria en Colombia los intangibles y el goodwill fueron amortizables para los periodos objeto de reporte, mientras que bajo NCIF no son amortizados pero si están sujetos a pruebas de impairment, diferencia que genera como resultado un impuesto diferido pasivo.

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

Activo:

	Propiedad, planta y equipo	Pasivos estimados	Beneficios a empleados	Cuentas por pagar	Préstamos y financiaciones	Otros	Total
Al 31 de diciembre de 2015	2,409,421	1,689,324	-	726,256	-	53,707	4,878,708
Gasto del periodo	(951,907)	5,105	40,299	(565,696)	602,742	119,772	(749,685)
Otros resultados integrales	(1,212)	-	616,698	-	(451,695)	-	163,791
Otros	(43)	(1)	(1)	-	-	1	(44)
Al 31 de diciembre de 2016	1,456,259	1,694,428	656,996	160,560	151,047	173,480	4,292,770
Gasto del periodo	(502,788)	21,157	(45,905)	1,000	214,154	13,848	(298,534)
Otros resultados integrales	1,212	-	762,469	-	(318,144)	-	445,537
Otros	(4,777)	(10,376)	-	-	-	-	(15,153)
Al 31 de diciembre de 2017	949,906	1,705,209	1,373,560	161,560	47,057	187,328	4,424,620

Pasivo:

	Cargos diferidos	Inversiones en compañías	Otros activos	Recursos naturales	Préstamos y financiaciones	Otros	Total
Al 31 de diciembre de 2015	-	113,403	2,386	1,078,777	484,217	112,561	1,791,344
Gasto del periodo	62,030	115,824	31,736	(108,547)	(484,217)	(112,561)	(495,735)
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	353	-	-	353
Al 31 de diciembre de 2016	62,030	229,227	34,122	970,583	-	-	1,295,962
Gasto del periodo	4,634	84,069	31,180	258,946	-	39,484	418,313
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	2,105	-	-	2,105
Al 31 de diciembre de 2017	66,664	313,296	65,302	1,231,634	-	39,484	1,716,380

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.

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

	2017	2016
Saldo inicial	2,996,808	3,087,364
Reconocido en el resultado del periodo	(716,846)	(253,950)
Reconocido otros resultados integrales (a)	445,537	163,790
Cuentas por cobrar	(17,259)	(396)
Saldo final	2,708,240	2,996,808

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 2017	Base	Impuesto diferido	Total
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
	1,655,644	(445,537)	1,210,107

Al 31 de diciembre de 2016	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	1,770,139	(616,697)	1,153,442
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	(1,518,841)	528,358	(990,483)
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	231,879	(76,520)	155,359
Otros	11,762	1,069	12,831
	494,939	(163,790)	331,149

Impuestos diferidos activos no reconocidos

Al 31 de diciembre de 2017, no se reconocen activos por impuesto diferido sobre la diferencia entre las bases contables y fiscales asociadas a las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos de Ecopetrol (COP\$4.8 billones), 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 2017 y 2016.

10.2.1 Impuesto a los dividendos

Sobre las utilidades generadas a partir del año 2017, aplicará a las sociedades y entidades extranjeras 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%.

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

10.2.2 Precios de transferencia

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

Ecopetrol presentó su declaración informativa de precios de transferencia del año gravable 2016 y su correspondiente documentación comprobatoria.

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

10.2.3 Impuesto sobre las ventas (IVA)

A partir del año gravable 2017, la 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.

10.2.4 Impuesto a la riqueza

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

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

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

11. Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable

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

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

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

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Saldo inicial	51,610	913,488
Ajuste al valor razonable	(7,828)	126,205
Producto de la venta de acciones	(56,930)	(966,715)
Utilidad (pérdida) en la venta de acciones	13,237	(21,368)
Traslados	(89)	-
Saldo final	-	51,610

12. Otros activos

El saldo de otros activos al 31 de diciembre comprendía:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Corriente		
Asociados en operaciones conjuntas (1)	507,788	716,372
Entes relacionados (Nota 30)	120,583	72,622
Depósitos judiciales y embargos	69,425	-
Gastos pagados por anticipado	38,388	56,495
Anticipos y avances	41,224	35,315
	<u>777,408</u>	<u>880,804</u>
No corriente		
Fondo de abandono y pensiones (2)	285,092	278,361
Beneficios a empleados	202,012	187,969
Entes relacionados (Nota 30)	196,310	198,820
Depósitos judiciales y embargos	39,916	137,316
Depósitos entregados en administración	27,674	82,792
Anticipos y avances	54,101	43,096
Otros activos	683	1,473
	<u>805,788</u>	<u>929,827</u>

(1) Corresponde al valor neto de los anticipos y legalizaciones generados en relación con las operaciones realizadas con socios a través de los contratos de Exploración y Producción (E&P), Evaluación Técnica (TEA), contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), así como a través de contratos de asociación y otro tipo de contratos.

(2) Corresponde a la participación de Ecopetrol en fiducias constituidas para respaldar costos de abandono de pozos y desmantelamiento de instalaciones; así como el pago de futuras pensiones de jubilación en algunos contratos de asociación.

13. Activos mantenidos para la venta y sus pasivos asociados

Al 31 de diciembre de 2017 corresponde a inventarios de materiales y propiedades, planta y equipo mantenidos para la venta por COP\$22,869.

Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía clasificó COP\$29,611 como activos mantenidos para la venta y sus pasivos asociados por COP\$40,128, correspondientes principalmente a activos de propiedad, planta y equipo e inversiones petrolíferas de los campos petroleros Sogamoso, Río Zulia, Río de Oro y Puerto Barco, Santana, Nancy Maxine Burdine y Valdivia Almagro, adjudicados mediante subasta ofrecida en noviembre del 2016. Durante el segundo y tercer trimestre de 2017, Ecopetrol obtuvo la aprobación de la cesión de los derechos de las áreas mencionadas, por parte de

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

la Agencia Nacional de Hidrocarburos, quedando formalizada la transferencia de los activos y la venta respectiva. De esta forma, estas operaciones generaron una utilidad neta de COP\$168,726 (incluye abandono de instalaciones por COP\$40,128).

Los activos mantenidos para la venta no generaron ingresos ni costos por si solos.

14. Inversiones en compañías

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

14.1 Composición y movimientos

El saldo de inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, valorados por el método de participación, al 31 de diciembre comprendía:

	2017	2016
Subsidiarias		
CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	14,643,118	11,568,789
Refinería de Cartagena S.A. (1)	13,083,576	3,171,151
Andean Chemical Limited	5,610,852	5,602,866
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	2,991,016	2,663,106
Hocol Petroleum Limited	2,875,198	2,950,730
Ecopetrol Capital AG	1,241,628	1,100,136
Propilco S.A. (2)	865,323	789,031
Black Gold Re Limited	607,199	581,901
Ecopetrol Global Capital	20	31
	41,917,930	28,427,741
(-) Impairment Hocol Petroleum Limited	(537,598)	(537,598)
	41,380,332	27,890,143
Asociadas		
Invercolsa S.A.	223,963	243,156
	223,963	243,156
Negocios conjuntos		
Equion Energía Limited	1,106,796	1,267,653
Offshore International Group	845,325	937,938
Ecodiesel Colombia S.A.	38,383	39,525
	1,990,504	2,245,116
Menos impairment:		
Equion Energía Limited	(345,757)	(364,906)
Offshore International Group	(539,465)	(577,053)
	1,105,282	1,303,157
	42,709,577	29,436,456

(1) El 13 de diciembre de 2017, Ecopetrol capitalizó Refinería de Cartagena S.A., efectuando las siguientes transacciones:

- Asunción voluntaria de deuda: Ecopetrol y Refinería de Cartagena S.A. (Reficar) obtuvieron autorizaciones del Ministerio de Hacienda y Crédito Público mediante las Resoluciones No. 4095 del 5 de diciembre de 2017 y 4112 del 7 de diciembre de 2017, para que Ecopetrol, en calidad de sponsor, asumiera voluntariamente los créditos que Reficar obtuvo en 2011 con distintas agencias de comercio (ECAs) y la banca internacional para la ampliación de la refinería. Los créditos fueron asumidos en las mismas condiciones financieras de monto, plazo y tasa de interés que aplicaban a Reficar. Dicho mecanismo utilizado de asunción voluntaria de la deuda fue estipulado desde el momento inicial en el que Reficar estructuró los créditos (2011). El valor total de la operación fue de COP\$7,864,382 (USD\$2,596 millones).

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

- Contrato de empréstito: Durante los años 2010 y 2011 Reficar recibió desembolsos por COP\$1,109,626 del contrato de empréstito firmado en el año 2010 con Ecopetrol. El plazo de este crédito era de 20 años, con una tasa de interés equivalente al DTF+3.06% y estaba subordinado al pago de las obligaciones financieras ya adquiridas con la banca internacional. Ecopetrol capitalizó este crédito por valor de COP\$1,522,761, incluidos los intereses causados hasta la fecha.

Como resultado de las operaciones mencionadas, el valor de esta capitalización fue de COP\$9,338,833 y por tanto la participación directa de Ecopetrol en Reficar pasó de 46.58% a 75.96%.

- (2) En el año 2016, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó el inicio del proceso de enajenación de su participación accionaria en la sociedad Polipropileno del Caribe S.A. – Propilco S.A. con el fin de obtener recursos para fortalecer los negocios de exploración y producción. El 13 de junio de 2016 y como parte de los trámites requeridos por la Ley 226 de 1995, el Consejo de Ministros emitió Concepto Favorable al Programa de Enajenación de la participación accionaria que tiene Ecopetrol directa e indirectamente en Polipropileno del Caribe - Propilco S.A., acogiendo la recomendación de la Junta Directiva de Ecopetrol.

Al 31 de diciembre de 2017, dentro de los aspectos analizados por Ecopetrol para el desarrollo de su estrategia corporativa para el año 2020, la Junta Directiva decidió aplazar la venta de su subordinada Polipropileno del Caribe S.A – Propilco S.A.

El siguiente es el movimiento de las inversiones en compañías:

	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 periodo	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)
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 Limited, Ecopetrol Global Energy S.L.U., Hocol Petroleum Ltd y Refinería de Cartagena
- (2) Incluye capitalización a Reficar por COP\$9,338,833 mencionada arriba, y otras Cenit y Hocol Petroleum Ltd.

	Compañías subsidiarias	Asociadas	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2015	31,330,043	61,503	1,862,418	33,253,964
Capitalizaciones (1)	2,618,425	-	-	2,618,425
Método de participación reconocido en:				
Resultado del periodo	(133,166)	49,893	(58,010)	(141,283)
Patrimonio	(1,048,876)	173,810	(64,852)	(939,918)
Dividendos decretados	(4,886,818)	(42,050)	(384,787)	(5,313,655)
Impairment (2)	-	-	(41,077)	(41,077)
Traslados	10,535	-	(10,535)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2016	27,890,143	243,156	1,303,157	29,436,456

- (1) Capitalizaciones recurrentes que corresponden principalmente a las inversiones en Andean Chemicals Limited, Refinería de Cartagena S.A., Cenit y Ecopetrol Global Energy.
- (2) La información relacionada con impairment se encuentra en la Nota 18 – Impairment de activos a largo plazo.

Otros movimientos:

- El 20 de junio de 2017, Ecopetrol, a través de su filial Ecopetrol Global Energy, fue declarado licitante ganador para dos bloques en las cuencas del sureste, junto a Petronas y Pemex, en el marco de la licitación CNH-R02-L01/2016 de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México, para la adjudicación de contratos de producción compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos en 15 áreas en aguas someras mexicanas.

Como resultado de la mencionada adjudicación, la Junta Directiva de la Compañía aprobó la constitución de una subsidiaria en México. Los accionistas de la nueva subsidiaria son las filiales Ecopetrol Global Energy SLU, con una participación del 99% y Ecopetrol América Inc., con un 1%.

- La Junta Directiva de Ecopetrol en su sesión del 18 de agosto de 2017, como parte del proceso de revisión de la estructura societaria del Grupo Empresarial, autorizó proceder conforme a la ley aplicable, liquidar las siguientes sociedades:
 - Ecopetrol Global Capital S.L.U. domiciliada en Madrid, España, de la cual Ecopetrol posee el 100% de participación accionaria.
 - ECP Oil and Gas Germany, sociedad domiciliada en Frankfurt (Alemania), en la cual Ecopetrol posee indirectamente el 100% de la participación accionaria a través de su filial española Ecopetrol Global Energy S.L.U. Dicha liquidación se materializará una vez culmine el proceso de cancelación del registro de la sucursal en Angola, teniendo en cuenta que ya finalizó el proceso de retiro de los bloques exploratorios 38/11 y 39/11 en dicho país.

14.2 Restricciones sobre inversiones

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

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

14.3 Información adicional sobre compañías asociadas y negocios conjuntos

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

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

	2017		2016	
	Equion Energía Limited	Offshore International Group	Equion Energía Limited	Offshore International Group
Estado de resultados integrales				
Ingresos de actividades ordinarias	1,213,692	393,210	1,204,301	379,811
Costos	(793,999)	(508,461)	(969,318)	(502,107)
Gastos de administración y otros	12,189	(103,340)	(44,810)	(221,238)
Resultado financiero	2,373	(20,264)	24,626	(12,010)
Impuesto de renta	(299,659)	60,575	(109,127)	107,507
Resultado del ejercicio	134,596	(178,280)	105,672	(248,037)
Otros resultados integrales	976,371	-	1,000,736	-
Otra información complementaria				
Dividendos pagados a Ecopetrol	217,075	-	375,035	-
Depreciación y amortización	557,970	232,953	678,488	228,250

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

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

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

15. Propiedades, planta y equipo

El movimiento de propiedades, planta y equipo por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 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 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 periodo	(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) Corresponden principalmente a traslados a: a) inventarios de materiales de proyectos para uso en la operación, b) clasificación de la parte intangible de proyectos a recursos naturales y c) 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)

	<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 del 2015	13,994,074	7,759,329	4,781,477	4,046,903	2,095,629	2,218,111	34,895,523
Adquisiciones/capitalizaciones	1,224,381	832,946	(1,102,762)	231,501	30,576	53,134	1,269,776
Disminución costos de abandono	(61,033)	-	-	-	-	-	(61,033)
Intereses financieros capitalizados	-	-	117,162	-	-	-	117,162
Diferencia en cambio capitalizada	-	-	8,639	-	-	-	8,639
Bajas por retiro o venta	(141,319)	(18,255)	-	(9,683)	719	(13,748)	(182,286)
Traslados (2)	14,521	(42,938)	41,398	139,843	40,556	(361,443)	(168,063)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	15,030,624	8,531,082	3,845,914	4,408,564	2,167,480	1,896,054	35,879,718
Depreciación acumulada y pérdida por impairment							
Saldo al 31 de diciembre del 2015	(6,981,225)	(4,055,107)	-	(1,326,994)	(13,689)	(274,707)	(12,651,722)
Depreciación del periodo	(944,711)	(753,673)	-	(286,029)	-	(55,316)	(2,039,729)
Recuperación (pérdidas) por impairment (Nota18)	50,152	50,065	(3,270)	65,742	24,067	5,402	192,158
Bajas por retiro o venta	110,650	14,009	-	7,021	15	10,627	142,322
Traslados (2)	123,976	7,856	(259,327)	(38,690)	(37,245)	(43,227)	(246,657)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	(7,641,158)	(4,736,850)	(262,597)	(1,578,950)	(26,852)	(357,221)	(14,603,628)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2015	<u>7,012,849</u>	<u>3,704,222</u>	<u>4,781,477</u>	<u>2,719,909</u>	<u>2,081,940</u>	<u>1,943,404</u>	<u>22,243,801</u>
Saldo neto al 31 de diciembre de 2016	<u>7,389,466</u>	<u>3,794,232</u>	<u>3,583,317</u>	<u>2,829,614</u>	<u>2,140,628</u>	<u>1,538,833</u>	<u>21,276,090</u>

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

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

16. Recursos naturales y del medio ambiente

El movimiento de recursos naturales y del medio ambiente por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, con sus correspondientes agotamientos e impairment ha sido el siguiente:

	<u>Inversiones petrolíferas</u>	<u>Costo de abandono y taponamiento</u>	<u>Inversiones petrolíferas en curso (1)</u>	<u>Total</u>
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
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 periodo	(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 propiedades, planta y equipo y 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)

Costo	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso (1)	Total
Saldo al 31 de diciembre del 2015	37,357,776	1,578,371	4,675,818	43,611,965
Adquisiciones/capitalizaciones	2,834,126	-	(1,490,669)	1,343,457
Aumento costos de abandono	-	527,023	(4,062)	522,961
Bajas por retiro o venta	(26,548)	(37,942)		(64,490)
Pozos secos (2)	-	-	(302,965)	(302,965)
Intereses financieros capitalizados	-	-	98,431	98,431
Diferencia en cambio capitalizada	-	-	7,258	7,258
Traslados	(313,958)	9,685	109,533	(194,740)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	39,851,396	2,077,137	3,093,344	45,021,877
<u>Amortización acumulada y pérdida por impairment</u>				
Saldo al 31 de diciembre del 2015	(22,709,841)	(1,069,640)	-	(23,779,481)
Amortización del periodo	(2,966,724)	(193,111)	-	(3,159,835)
Pérdidas por impairment (Nota 17)	(77,060)	-	-	(77,060)
Bajas por retiro o venta	26,320	37,950	-	64,270
Traslados	273,250	(26,526)	-	246,724
Saldo al 31 de diciembre del 2016	(25,454,055)	(1,251,327)	-	(26,705,382)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2015	14,647,935	508,731	4,675,818	19,832,484
Saldo neto al 31 de diciembre del 2016	14,397,341	825,810	3,093,344	18,316,495

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

17. Intangibles

El siguiente es el movimiento de intangibles por los años terminados el 31 de diciembre del 2017 y 2016:

	<u>Licencias y software</u>	<u>Otros intangibles (1)</u>	<u>Total</u>
<u>Costo</u>			
Saldo al 31 de diciembre de 2016	507,283	61,759	569,042
Adquisiciones	152,583	1,209	153,792
Bajas por retiro o venta	(8,744)	-	(8,744)
Reclasificaciones	(3,207)	1,579	(1,628)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	647,915	64,547	712,462
<u>Amortización acumulada</u>			
Saldo al 31 de diciembre de 2016	(353,780)	(46,660)	(400,440)
Amortización del periodo	(71,514)	(8,034)	(79,548)
Bajas por retiro o venta	8,744	-	8,744
Reclasificaciones	1,048	(96)	952
Saldo al 31 de diciembre de 2017	(415,502)	(54,790)	(470,292)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	232,413	9,757	242,170
Vida útil	< 5 años	< 7 años	
	<u>Licencias y software</u>	<u>Otros intangibles (1)</u>	<u>Total</u>
<u>Costo</u>			
Saldo al 31 de diciembre del 2015	480,091	59,685	539,776
Adquisiciones	56,183	723	56,906
Bajas por retiro o venta	(28,828)	-	(28,828)
Traslados	(163)	1,351	1,188
Saldo al 31 de diciembre del 2016	507,283	61,759	569,042
<u>Amortización acumulada</u>			
Saldo al 31 de diciembre del 2015	(329,609)	(35,635)	(365,244)
Amortización del periodo	(53,030)	(9,954)	(62,984)
Bajas por retiro o venta	28,828	-	28,828
Traslados	31	(1,071)	(1,040)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	(353,780)	(46,660)	(400,440)
Saldo neto al 31 de diciembre del 2016	153,503	15,099	168,602
Vida útil	< 5 años	< 7 años	

(1) Corresponde principalmente a servidumbres.

18. Impairment de activos a largo plazo

De acuerdo a lo mencionado en la sección 4.11 de políticas contables, cada año la Compañía evalúa si existen indicios para reconocer un gasto por impairment en sus activos o unidades generadoras de efectivo o determinar que se requiera el reconocimiento de una recuperación del gasto por impairment registrado en periodos anteriores.

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

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, con base en las pruebas de impairment realizadas por la Compañía se presentan los siguientes gastos (recuperación) de impairment de activos:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Campos petroleros	299,206	(115,098)
Inversiones en compañías	(56,738)	41,077
Refinación y petroquímica	<u>273,987</u>	<u>-</u>
	<u>516,455</u>	<u>(74,021)</u>
Reconocido en:		
Propiedad, planta y equipo (Nota 15)	458,673	(192,158)
Recursos naturales (Nota 16)	114,520	77,060
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos (Nota 14)	<u>(56,738)</u>	<u>41,077</u>
	<u>516,455</u>	<u>(74,021)</u>

18.1 Campos petroleros

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

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

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

El detalle del gasto (recuperación) por impairment de las Unidades Generadoras de Efectivo relacionadas con campos petroleros por los años terminados al 31 de diciembre del 2017 y 2016 fueron:

2017	Valor en libros neto	Valor recuperable	Gasto (recuperación) por impairment
Campos petroleros:			
Recuperación por impairment	13,159,040	23,736,810	(263,055)
Gasto de impairment	1,935,146	1,372,885	562,261
			299,206

2016	Valor en libros neto	Valor recuperable	Gasto (recuperación) por impairment
Campos petroleros:			
Recuperación por impairment	17,479,051	36,631,987	(1,089,749)
Gasto de impairment	3,471,428	2,496,198	975,230
Activos segmento de transporte			(579)
			(115,098)

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

- (1) El valor razonable menos los costos de disposición de los activos del segmento de exploración y producción fue determinado con base en flujos de efectivo después de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la administración de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. La categoría de valor razonable es de nivel 3.
- (2) Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 33, las reservas probables y posibles fueron también consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.
- (3) Tasa de descuento del 8.2% en términos reales (2016 – 8.9% en términos reales), determinada como el costo promedio ponderado del capital de participantes de mercado (WACC, por sus siglas en inglés) para el segmento de Exploración y Producción.
- (4) Precio de petróleo – Brent: Las proyecciones incluyen US\$52.9/barril para 2018, US\$72.5/barril promedio para mediano plazo y US\$81.9/barril a partir de 2030. En 2016, los supuestos realizados tomaron un precio de US\$56.8/barril en 2017, US\$67.9/barril promedio para los mediano plazo y US\$80/barril a largo plazo. El ejercicio de proyección de precios internacionales de crudos es realizado por una agencia independiente y especializada en Oil & Gas, el cual tiene en cuenta los actuales escenarios de los acuerdos de cuotas petroleras de la OPEC (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y el impacto de los cambios en especificaciones emitidos por el convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques (Marpol) a partir de 2020 sobre crudos y combustibles con alto contenido de azufre.

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

18.2 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos asociadas con actividades de exploración y producción de petróleo, 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) gasto por impairment en el valor de sus inversiones en compañías al 31 de diciembre, de la siguiente manera:

	2017	2016
Equion Energía Limited	(19,149)	(5,626)
Offshore International Group	(37,589)	46,703
Total	(56,738)	41,077

Los supuestos empleados para determinar el valor recuperable de las compañías evaluadas son los descritos en la sección anterior, excepto por la utilización de una tasa de descuento en términos reales en 2017 para Equion Energía Limited de 8.2% (2016 – 8.9%) y para Offshore International Group de 8.6% (2016 – 8%).

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

18.3 Activos de refinación

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

19. Préstamos y financiaciones

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

19.1 Composición de los préstamos y financiaciones

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

	Tasa de interés efectiva promedio ponderada al 31 de diciembre		2017	2016
	2017	2016		
Moneda nacional				
Bonos	8.9%	8.6%	1,692,471	2,008,203
Crédito sindicado	7.9%	9.4%	1,550,484	1,769,371
Otros (1)	7.4%	-	128,863	-
			3,371,818	3,777,574
Moneda extranjera				
Bonos	6.1%	6.1%	27,673,999	27,811,457
Créditos Refinería de Cartagena (Nota 14)	4.3%		7,353,471	-
Créditos comerciales	4.3%	2.9%	528,815	7,945,692
Otros (1)	5.4%	5.6%	211,670	205,050
			35,767,955	35,962,199
			39,139,773	39,739,773
Corriente (2)			4,295,789	2,650,122
No corriente			34,843,984	37,089,651
			39,139,773	39,739,773

- (1) Incluye leasing financiero y contratos de construcción, mantenimiento y transferencia (BOMT's, por sus siglas en inglés).
- (2) El incremento en la porción corriente se debe al vencimiento de: i) el primer tramo de los bonos locales emitidos en 2013 y ii) la serie a 5 años de los bonos internacionales emitidos en 2013 por Ecopetrol. Dichos bonos vencen en agosto y septiembre de 2018.

19.2 Principales movimientos de préstamos y financiaciones

- El 23 de febrero de 2016, Ecopetrol adquirió un crédito comercial bilateral con Bancolombia S.A. por COP\$ 990,000, el cual fue cancelado anticipadamente en octubre de 2016. Este crédito tenía un plazo de 8 años, amortizable con 2 años de gracia sobre capital, con intereses pagaderos semestralmente a una tasa DTF TA + 560 puntos básicos.
- El 8 de junio de 2016, Ecopetrol realizó la reapertura de sus bonos con vencimiento en septiembre del 2023 por USD \$500 millones, con pago de capital al vencimiento e intereses pagaderos semestralmente a una tasa cupón de 5.875%. El nuevo monto vigente total del bono es de US\$1,800 millones.
- El 30 de junio de 2017, Ecopetrol pagó anticipadamente la totalidad del crédito sindicado internacional, cuyo valor nominal era de USD\$1,925 millones y vencimiento en febrero de 2020.
- El 14 de agosto de 2017 Ecopetrol contrató una línea de crédito comprometida con Bancolombia por \$990,000 millones de pesos como mecanismo de financiación contingente, la cual tendrá 2 años de disponibilidad a partir de la fecha de firma, con las siguientes condiciones: plazo de 10 años a partir de la fecha del primer desembolso, 2 años de gracia sobre capital, tasa de interés de IBR de seis meses + 300 puntos básicos y una comisión de disponibilidad de 7.2 puntos básicos anuales sobre el monto no desembolsado durante el periodo de disponibilidad.

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

Bajo esta modalidad de crédito, Bancolombia S.A. se compromete a desembolsar los recursos cuando Ecopetrol lo requiera bajo los términos y condiciones previamente acordados entre las partes.

- El 13 de diciembre de 2017, Ecopetrol, en calidad de sponsor, asumió voluntariamente el crédito internacional que Reficar tenía con distintas agencias de comercio (ECAs) y la banca internacional. Ecopetrol asumió la deuda en las mismas condiciones financieras de monto, plazo y tasa de interés que aplicaban a Reficar, según el mecanismo de asunción voluntaria que se estipuló en los contratos de financiación firmados por ambas compañías en 2011. La operación contó con previa autorización del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) formalizada en las Resoluciones No. 4095 del 5 de diciembre de 2017 y 4112 del 7 de diciembre de 2017. El valor total de la operación fue de COP\$7,864,382 (USD\$2,596 millones). Ver detalle en la Nota 14 – Inversiones en compañías.
- El 15 de diciembre de 2017, pagó anticipadamente el crédito adquirido en enero de 2016 con el The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd. (BTMU), por un valor nominal de USD\$175, el cual tenía un plazo de 5 años, amortizable con 2.5 años de gracia sobre capital e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor 6M (6 meses) + 145 puntos básicos.
- El 15 de diciembre de 2017, pagó anticipadamente el crédito adquirido en mayo de 2016 con Export Development Canada (EDC), por un valor nominal de USD\$300 millones, el cual tenía un plazo de 5 años, con capital pagadero a su vencimiento e intereses pagaderos semestralmente a una tasa Libor 6M (6 meses) + 140 puntos básicos.

19.3 Perfil de vencimientos

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

	Hasta 1 año *	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>

* Incluye créditos de corto plazo y porción corriente de la deuda de largo plazo, según aplique.

19.4 Clasificación según tipo de interés

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Moneda nacional		
Tasa fija	128,863	-
Tasa variable	3,242,955	3,777,574
	<u>3,371,818</u>	<u>3,777,574</u>
Moneda extranjera		
Tasa fija	33,521,838	28,016,507
Tasa variable	2,246,117	7,945,692
	<u>35,767,955</u>	<u>35,962,199</u>
	<u>39,139,773</u>	<u>39,739,773</u>

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

19.5 Deuda designada como instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2017, la Compañía tiene designados USD\$8,532 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\$3,332 millones a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo. Ver Nota 29 – Gestión de riesgos, para mayor información.

19.6 Garantías y covenants

Para el financiamiento de Ecopetrol a través del mercado de capitales no se han otorgado garantías; adicionalmente, la deuda se encuentra libre de covenants financieros que restrinjan su operación.

19.7 Valor razonable

El valor razonable de las obligaciones financieras es de \$41,657,589 y \$39,750,379 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente.

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

19.8 Movimiento de la deuda financiera neta

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

	<u>Efectivo y equivalentes</u>	<u>Otros activos financieros</u>	<u>Préstamos y financiaciones</u>	<u>Deuda financiera neta</u>
Saldo al 31 de diciembre de 2015	2,317,046	3,550,001	(39,136,761)	(33,269,714)
Flujos de efectivo	3,189,403	6,225,788	(759,514)	8,655,677
Diferencia en cambio en resultados	(146,784)	24,169	1,327,439	1,204,824
Diferencia en cambio en OCI	-	-	566,824	566,824
Costo financiero reconocido en resultados	-	-	(2,173,676)	(2,173,676)
Intereses y diferencia en cambio capitalizada	-	-	(231,490)	(231,490)
Valoración reconocida en resultados	-	36,683	-	36,683
Traslados (1)	-	-	667,405	667,405
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 contra 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 (2)	-	-	(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)

- (1) Corresponde a la legalización de operaciones de giros financiados con destino al pago de importaciones que no generan flujo de efectivo en este rubro.
- (2) Corresponde principalmente al traslado por la capitalización de Refinería de Cartagena por COP\$7,864,382 (USD\$2,596 millones). Ver detalle en Nota 14 – Inversiones en compañías.

20. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

Los siguientes son los saldos de las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Proveedores	3,385,704	3,223,330
Entes relacionados (Nota 30)	1,476,790	665,455
Anticipos asociados	823,855	860,254
Retención en la fuente	279,138	290,379
Acuerdos en contratos de transporte (1)	91,324	111,899
Dividendos por pagar (2)	3,723	3,701
Acreedores varios	117,003	144,539
	6,177,537	5,299,557

- (1) Corresponde al valor de la deuda por acuerdos pactados en los contratos de transporte por oleoductos y poliductos, calculados en la compensación volumétrica por calidad y otros acuerdos de manejo de inventarios.
- (2) Los dividendos decretados en la Asamblea General de Accionistas sobre la utilidad de 2016, por valor de \$945,684, fueron pagados en el mes de abril de 2017. Los dividendos pagados en 2017 atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A. ascendieron a COP\$945,661 (2016 – COP\$690,177).

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.

21. Provisiones por beneficios a empleados

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

	2017	2016
Beneficios post-empleo		
Salud	5,367,005	4,475,540
Pensión	1,327,859	76,695
Educación	502,260	333,379
Bonos	348,442	263,563
Otros planes	77,636	67,945
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	155,286	161,796
	7,778,488	5,378,918
Prestaciones sociales y salarios	443,821	397,819
Otros beneficios a empleados	67,867	73,300
	8,290,176	5,850,037
Corriente	1,787,701	1,948,955
No corriente	6,502,475	3,901,082
	8,290,176	5,850,037

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

21.1 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	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<u>Pasivos por beneficios a empleados</u>						
Saldo inicial	12,463,433	10,435,546	5,041,133	4,170,047	17,504,566	14,605,593
Costo del servicio actual	-	-	52,164	53,771	52,164	53,771
Costo del servicio pasado	-	-	-	164,271	-	164,271
Costos por intereses	872,524	876,076	350,060	333,894	1,222,584	1,209,970
Pérdidas actuariales	1,621,184	1,915,767	1,012,205	616,834	2,633,389	2,532,601
Beneficios pagados	(809,677)	(763,956)	(350,130)	(297,684)	(1,159,807)	(1,061,640)
Saldo final	14,147,464	12,463,433	6,105,432	5,041,133	20,252,896	17,504,566
<u>Activos del plan</u>						
Saldo inicial	12,123,175	11,181,604	2,473	-	12,125,648	11,181,604
Rendimiento de los activos	848,677	950,704	385	-	849,062	950,704
Aportes a los fondos	-	-	22,465	-	22,465	-
Variación en el techo de los activos	-	379,884	-	-	-	379,884
Beneficios pagados	(809,677)	(771,528)	(22,078)	2,406	(831,755)	(769,122)
Ganancias actuariales	308,988	382,511	-	67	308,988	382,578
Saldo final	12,471,163	12,123,175	3,245	2,473	12,474,408	12,125,648
Pasivo neto	1,676,301	340,258	6,102,187	5,038,660	7,778,488	5,378,918

(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:

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

21.2 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:

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

El saldo de los activos del plan es de \$12,471,163 y \$12,123,175 al 31 de diciembre de 2017 y 2016, respectivamente. El 46.0% corresponde a nivel 1 de valor razonable y el 54.0% están bajo categoría nivel 2.

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

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

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 Infovalmer como resultado de la aplicación de metodologías robustas aprobadas por el regulador financiero y ampliamente utilizado por el sector financiero.

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

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

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.2.

21.3 Supuestos actuariales

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

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

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

N/A: No es aplicable para este beneficio
 (1) Tasa de descuento promedio ponderada

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

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

21.4 Perfil de vencimientos de la obligación

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

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

21.5 Análisis de sensibilidad de pasivos y activos actuariales

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

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

21.6 Plan de retiro voluntario

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

21.7 Pasivo pensional fiscal

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

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

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

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

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

(1) Los supuestos del cálculo actuarial NCIF pueden verse en la Nota 21.3

22. Provisiones y contingencias

El movimiento por los años finalizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, en las diferentes categorías de provisiones y contingencias ha sido el siguiente:

	Costos de abandono	Litigios	Contingencias ambientales y 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)
Aumento 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

	Costos de abandono	Litigios	Provisión comuneros	Contingencias ambientales y otros	Total
Saldo al 31 de diciembre del 2015	3,719,902	78,429	702,486	588,328	5,089,145
(Recuperaciones)	(9,795)	(11,458)	(702,486)	(117,997)	(841,736)
Aumento costos abandono	461,928	-	-	-	461,928
Utilizaciones	(64,946)	(1,275)	-	(18,920)	(85,141)
Costo financiero	267,990	-	-	-	267,990
Traslados	(42,315)	-	-	-	(42,315)
Saldo al 31 de diciembre del 2016	4,332,764	65,696	-	451,411	4,849,871
Corriente	311,906	65,696	-	242,751	620,353
No corriente	4,020,858	-	-	208,660	4,229,518
	4,332,764	65,696	-	451,411	4,849,871

22.1 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 2017 fueron: Producción 6.93% (2016 – 7.93%), Transporte 7.02% (2016 – 8.20%) y Refinación 7.37% (2016 – 8.99%).

22.2 Litigios

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

Pretensiones	2017	2016
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

22.3 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 por el uso del agua tomada directamente de fuentes naturales de acuerdo con lo establecido en la Ley 99 de 1993, artículo 43, el Decreto 1900 de 2006, el Decreto 2099 de 2017 y 075 y 1120 de 2018 en relación con los proyectos que Ecopetrol desarrolla en las regiones.

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

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

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

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

22.4 Provisiones comuneros – Santiago de las Atalayas

Comprende la medida cautelar ordenada por el Consejo de Estado en el año 1994 en la acción de nulidad del Ministerio de Minas y Energía contra los Comuneros de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, correspondiente al embargo y secuestro de los pagos que por concepto de regalías debía efectuar Ecopetrol originados en los Contratos de Regalías Nos. 15, 15A, 16 y 16A.

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

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

22.5 Detalle de los procesos judiciales no provisionados

La siguiente es la relación de los principales pasivos contingentes no registrados en el estado de situación financiera por considerarse que su probabilidad de ocurrencia es eventual al 31 de diciembre:

Pretensiones	2017	2016
Daños ambientales por atentado terrorista perpetuado en el año 2015 contra el oleoducto Transandino.	209,220	-
Rompimiento del equilibrio económico y financiero con contratista para la construcción de sistema de transporte.	110,266	-
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	60,313	-

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

Pretensiones	2017	2016
y construcción de facilidades de superficie para proyectos de producción y exploración.		
Indemnización a terceros por daños ocasionados en derrames de hidrocarburos.	43,333	43,333
Desequilibrio contractual con un tercero en relación con obras de conexión vial.	31,679	-
Controversial contractual con un tercero en relación con servicio de adquisición y procesamiento de programa sísmico.	30,000	-
Reliquidación de prestaciones sociales legales y extralegales sobre dineros pagados bajo el beneficio de estímulo al ahorro.	16,562	16,562
El 12 de febrero de 2016 Termotécnica Coindustrial demanda a Cepsa asociada de Ecopetrol, por los sobrecostos en los contratos para la ampliación de sus facilidades de tratamiento y disposición de aguas.	10,608	10,608
El 27 de septiembre se presentó demanda por incumplimiento por parte de Ecopetrol en las condiciones contractuales del proyecto de obras civiles con el contratista Edgar Gómez Lucena y Asociados Ltda.	10,000	10,000

22.6 Detalle de activos contingentes

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

Pretensiones	2017	2016
Demanda por inconformidad por parte de Ecopetrol en los reembolsos de las asociadas GHK Company y Petrolinson S.A. correspondiente a las inversiones en facilidades en el campo Guaduas del contrato de asociación "Rio Seco"	40,711	40,746
Denuncia penal presentada contra el presidente y los miembros de la Junta Directiva de la época con ocasión del incidente ambiental ocurrido el 11 de diciembre de 2011, en el Oleoducto Caño Limón Coveñas.	35,000	-
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	-

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

Incumplimiento de la orden de compra de tubería, las características físicas del recubrimiento no corresponden con las contratadas.	21,232	21,232
Nulidad de acto administrativo emitido por la DIAN, que impuso contribución especial por contratos de obra pública.	13,214	13,214
El 20 de septiembre de 2016 Ecopetrol demanda a Metapetroleum por los perjuicios sufridos en razón de la entrega tardía de volúmenes de crudo en el contrato de asociación Quifa.	-	25,421

23. Patrimonio

Los principales componentes del patrimonio se detallan a continuación:

23.1 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 2017 y 31 de diciembre de 2016, el capital suscrito y pagado ascendía a \$25,040,067. No existe dilución potencial de acciones.

23.2 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).

23.3 Reservas patrimoniales

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

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

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

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

Reserva legal

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

Reservas ocasionales

Corresponden a la apropiación de utilidades ordenadas por la Asamblea de Accionistas para llevar a cabo nuevas exploraciones e inversiones futuras, así como utilidades no realizadas entre compañías del grupo. El 31 de marzo del 2017, la Asamblea General de Accionistas aprobó la constitución de una reserva para nuevas exploraciones por COP\$239,086.

Reservas fiscales y obligatorias

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

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

23.4 Ganancias acumuladas y dividendos

El monto y movimiento de las ganancias acumuladas es el siguiente:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Saldo inicial	2,590,911	(2,961,524)
Utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol	6,620,412	1,564,709
Liberación de reservas	289,164	406,983
Apropiación de reservas	(908,189)	(289,164)
Pérdida ejercicio anterior enjugada con reserva legal (2)	-	3,869,907
Dividendos decretados (1)	(945,684)	-
Otros movimientos	(1)	-
Saldo final	<u>7,646,613</u>	<u>2,590,911</u>

- (1) La Compañía distribuye dividendos con base en sus estados financieros anuales separados, preparados bajo las Normas Internacionales de Información Financiera aceptadas en Colombia (NCIF).

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas, realizada el día 31 de marzo de 2017, aprobó el proyecto de distribución de utilidades sobre el ejercicio 2016 y definió distribuir dividendos por valor de \$945,684. Los dividendos pagados en 2017 atribuibles a los accionistas de Ecopetrol S.A. ascendieron a COP\$945,661 (2016 – COP\$690,177).

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

23.5 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:

	2017	2016
Método de participación en compañías (1)	8,226,700	8,458,716
Ganancias en mediciones de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	-	7,828
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero (Nota 29.1.3)	(97,362)	(155,359)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido	(553,091)	994,953
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 29.1.2)	(1,149,865)	(1,441,621)
Otros	-	11,816
	6,426,382	7,876,333

- (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 periodo como una ganancia o pérdida en el momento de la liquidación ó venta de dichas inversiones.

23.6 Utilidad básica por acción

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

24. Ingresos por ventas

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Ventas nacionales		
Destilados medios	7,856,394	6,962,562
Gasolinas	5,843,928	5,092,321
Gas natural	1,686,611	1,996,746
Crudos	926,614	570,683
Servicios	667,615	848,396
G.L.P. y propano	386,844	344,173
Combustóleo	354,058	148,248
Asfaltos	275,803	340,400
Aromáticos	217,418	186,228
Polietileno	211,571	227,017
Otros ingresos ventas de gas (1)	188,195	271,337
Otros productos	149,397	142,035
	<u>18,764,448</u>	<u>17,130,146</u>
Reconocimiento diferencial precios (2)	1,889,609	873,481
	<u>20,654,057</u>	<u>18,003,627</u>
Ventas zona franca		
Crudos	3,642,534	2,255,116
Servicios	349,279	299,965
Gas natural	326,559	328,623
Propileno	119,424	94,748
Otros	39,341	-
	<u>4,477,137</u>	<u>2,978,452</u>
Ventas al exterior		
Crudos	20,327,921	16,415,485
Combustóleo	1,613,288	1,667,709
Coberturas de flujo de efectivo para futuras exportaciones (Nota 29.1.2)	(583,232)	(720,137)
Comisiones	1,302	3,324
	<u>21,359,279</u>	<u>17,366,381</u>
Total ingresos	<u>46,490,473</u>	<u>38,348,460</u>

- (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 1880 de septiembre de 2014 y la Resolución 180522 de 2010, que definieron el procedimiento para el diferencial de precios (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). Ver nota 4.15 – Reconocimiento de ingresos para mayor información.

25. Costo de ventas

El siguiente es el detalle del costo de ventas discriminado por función:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Costos variables		
Productos importados (1)	6,638,033	7,539,652
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	4,816,771	4,701,489
Servicios de transporte de hidrocarburos	4,014,822	4,088,281
Compras de hidrocarburos - ANH (2)	4,338,576	3,178,199
Compras de crudo asociación y concesión	2,523,181	1,625,439
Compras de otros productos y gas	2,656,166	434,119
Impuestos y contribuciones (3)	431,456	478,332
Energía eléctrica	318,695	382,649
Materiales de proceso	431,258	341,148
Servicios contratados asociación	195,689	305,326
Inventario inicial menos final y otras asignaciones (4)	(679,171)	(278,503)
	<u>25,685,476</u>	<u>22,796,131</u>
Costos fijos		
Servicios de transporte de hidrocarburos	3,454,045	3,076,598
Costos laborales	1,727,908	1,497,511
Servicios contratados en asociación	899,002	1,185,496
Servicios contratados	1,134,649	905,372
Mantenimiento	1,181,431	894,808
Depreciaciones y amortizaciones	623,079	529,026
Impuestos y contribuciones	271,833	339,118
Materiales y suministros de operación	348,908	241,408
Costos generales	142,071	115,397
	<u>9,782,926</u>	<u>8,784,734</u>
	<u>35,468,402</u>	<u>31,580,865</u>

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

26. Gastos de administración, operación y proyectos

El siguiente es el detalle de los gastos de administración, operación y proyectos, discriminado por función:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Gastos de administración		
Gastos generales	320,904	190,465
Gastos laborales	286,368	397,846
Impuestos (1)	156,034	389,190
Depreciaciones y amortizaciones	37,250	32,034
	<u>800,556</u>	<u>1,009,535</u>
Gastos de operación y proyectos		
Gastos de exploración	593,917	507,433
Gastos laborales	296,591	265,678
Impuestos (2)	241,862	225,877
Servicio logístico de transporte	214,980	268,144
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	121,730	412,202
Proyectos corporativos y otros	234,139	221,117
Cuota de fiscalización	51,898	74,567
	<u>1,755,117</u>	<u>1,975,018</u>

(1) Incluye principalmente el reconocimiento del impuesto a la riqueza por \$147,168 causado durante el primer trimestre del 2017. (Ver nota 10 – Impuestos).

(2) Principalmente incluye el impuesto de industria y comercio por \$146,070 y el gravamen a los movimientos financieros por \$95,655.

27. Otros (ingresos) y gastos operacionales, neto

El siguiente es el detalle de otras ganancias y pérdidas operacionales al 31 de diciembre:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Gasto gasoductos contratos BOMT's (1)	72,318	125,077
Gasto (recuperación) de provisiones	47,090	(119,719)
Gasto por impairment de activos corrientes	15,743	48,815
Amortización de ingresos diferidos BOMT's (2)	-	(211,768)
(Ganancia) pérdida en venta de activos	(73,095)	79,999
Otros ingresos, netos	(135,846)	(264,315)
	<u>(73,790)</u>	<u>(341,911)</u>

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

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

28. Resultado financiero, neto

El siguiente es el detalle del resultado financiero al 31 de diciembre:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Ingresos financieros		
Resultados provenientes de activos financieros y otros	903,048	136,270
Rendimientos e intereses	395,924	325,363
Ganancia en venta de instrumentos de patrimonio	13,237	47,129
Dividendos	1,409	10,369
Recursos provenientes Santiago de las Atalayas (1)	-	688,664
Otros ingresos	7,213	-
	<u>1,320,831</u>	<u>1,207,795</u>
Gastos financieros		
Intereses (2)	(1,754,151)	(2,173,676)
Costos financieros de otros pasivos (3)	(709,514)	(531,206)
Resultados provenientes de activos financieros	(633,349)	(75,683)
Otros gastos	(15,682)	(15,126)
	<u>(3,112,696)</u>	<u>(2,795,691)</u>
Ganancia por diferencia en cambio, neta	<u>39,296</u>	<u>1,076,473</u>
	<u>(1,752,569)</u>	<u>(511,423)</u>

- (1) Al 31 de diciembre de 2016, corresponde a la reversión de la provisión relacionada con el litigio en Santiago de las Atalayas, que en su mayoría proviene de la valoración y los rendimientos financieros generados durante el tiempo de permanencia de los recursos que estuvieron sujeto a la medida cautelar (ver Nota 22.4 para mayor información).
- (2) Al 31 de diciembre se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedad, planta y equipo por \$181,444 (2016 - \$215,593).
- (3) 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.

29. Gestión de riesgos

29.1 Riesgo de tipo de cambio

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

La tasa de cambio del dólar estadounidense frente al peso colombiano ha fluctuado durante los últimos años. El peso se apreció en promedio un 3.3% en 2017. Durante 2016 y 2015, el peso de depreció en un 11.2% y 37.3%, respectivamente. Las tasas de cierre fueron \$2,984, \$3,000,71 y \$3,149.47 para el 2017, 2016 y 2015, respectivamente.

Cuando el peso colombiano se revalúa contra el dólar estadounidense, los ingresos por exportaciones bajan al convertirse a pesos; en contraste, los bienes importados, 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 al 31 de diciembre, se presenta en la siguiente tabla:

(Millones de USD)	2017	2016
Efectivo y equivalentes de efectivo	461	1,419
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	1,146	1,020
Otros activos financieros	1,656	2,439
Otros activos	92	74
Total activos	3,355	4,952
Préstamos y financiaciones	(11,985)	(11,981)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(670)	(681)
Otros pasivos	(18)	(5)
Total pasivos	(12,673)	(12,667)
Posición pasiva neta	(9,318)	(7,715)

Del total de la posición neta, US\$8,532 millones corresponden a instrumentos de cobertura cuyas variaciones cambiarias se reconocen en el otro resultado integral (ORI), dentro del patrimonio y US\$786 millones corresponden a pasivos netos en moneda extranjera cuya valoración impacta el resultado del periodo.

29.1.1 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 2017:

Escenario/ Variación en la TRM	Efecto en resultados antes de impuestos (+/-)	Efecto en otros resultados integrales (+/-)
1%	(23,454)	254,595
5%	(117,271)	1,272,974

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

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

Con el objetivo de expresar en los estados financieros el efecto de la cobertura natural existente entre exportaciones y endeudamiento, 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 US\$5,440 millones de la deuda de Ecopetrol como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros por exportación de crudo, para el periodo 2015 - 2023, de acuerdo con la IAS 39 – Instrumentos financieros: reconocimiento y medición.

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

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

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

	2017	2016
Saldo inicial	1,441,621	2,432,104
Diferencia en cambio	15,934	(844,863)
Realización de exportaciones (Nota 24)	(583,232)	(720,137)
Inefectividad	(14,036)	46,159
Impuesto de renta diferido	289,578	528,358
Saldo final (Nota 23.5)	1,149,865	1,441,621

La reclasificación esperada de la diferencia en cambio acumulada en el otro resultado integral al estado de ganancias o pérdidas tomando un tipo de cambio de \$2,984 es el siguiente, es la siguiente:

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

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

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

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Saldo inicial	155,359	-
Diferencia en cambio	(86,892)	231,879
Inefectividad	329	-
Impuesto de renta diferido	28,566	(76,520)
Saldo final (Nota 23.5)	<u>97,362</u>	<u>155,359</u>

29.2 Riesgo de crédito

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

Riesgo de crédito para clientes

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

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

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Vencidos con menos de tres meses	1,228	4,847
Vencidos entre 3 y 6 meses	276	1,520
Vencidos con más de 6 meses	77,509	95,470
Total	<u>79,013</u>	<u>101,837</u>

Calidad crediticia de recursos en instituciones financieras

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

Adicionalmente, Ecopetrol también puede invertir en valores emitidos o garantizados por el gobierno de los Estados Unidos o el gobierno colombiano, sin tener en cuenta las calificaciones asignadas a dichos valores. Ecopetrol debe invertir su exceso de efectivo en valores de renta fija de emisores calificados AAA a largo plazo, y F1 + / BRC1 + en el corto plazo (escala local) por Fitch Ratings Colombia, 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 Compañía ha cumplido con esta política.

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 21.2 – Activos del plan.

29.3 Riesgo de tasa de interés

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

Al 31 de diciembre de 2017 el 14% (2016: 30%) del endeudamiento tiene tasa flotante. Con lo cual, si la tasa de interés de mercado sube, los gastos de financiación aumentarán, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de las operaciones.

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

Los patrimonios autónomos vinculados a los pasivos pensionales 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.

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 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:

	<u>Efecto en resultados (+/-)</u>		<u>Efecto en ORI (+/-)</u>
	<u>Activos financieros</u>	<u>Pasivos financieros</u>	<u>Patrimonios autónomos</u>
+ 100 puntos básicos	(66,120)	91,189	(171,031)
- 100 puntos básicos	66,120	(91,169)	183,988

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

29.4 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 impairment de las condiciones de estos mercados. Una nueva crisis financiera podría empeorar la percepción de riesgo en los mercados emergentes.

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

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

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

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

	<u>Hasta 1 año</u>	<u>1-5 años</u>	<u>5-10 años</u>	<u>> 10 años</u>	<u>Total</u>
Préstamos (pago de principal e intereses)	4,450,208	24,742,900	18,080,040	15,272,656	62,545,804
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6,177,537	-	-	-	6,177,537
	<u>10,627,745</u>	<u>24,742,900</u>	<u>18,080,040</u>	<u>15,272,656</u>	<u>68,723,341</u>

29.5 Gestión del capital

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

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

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
Préstamos y financiaciones (Nota 19)	39,139,773	39,739,773
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(4,356,995)	(5,359,665)
Otros activos financieros (Nota 9)	(8,249,691)	(9,836,641)
Deuda financiera neta	<u>26,533,087</u>	<u>24,543,467</u>
Patrimonio (Nota 23)	<u>47,898,631</u>	<u>43,673,854</u>
Apalancamiento	<u>35.65%</u>	<u>35.98%</u>

El movimiento de la deuda financiera neta se detalla en la Nota 19.8.

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros separados
31 de diciembre de 2017

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

30. Entes relacionados

30.1 Compañías subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos

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

	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	1,918,862	154,810	316,893	2,276,481	1,476,790	26,141
Corriente	1,918,862	-	120,583	2,276,481	1,476,790	26,141
No corriente	-	154,810	196,310	-	-	-
	1,918,862	154,810	316,893	2,276,481	1,476,790	26,141

Ecopetrol S.A.
Notas a los estados financieros separados
(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
Subsidiarias					
Refinería de Cartagena S.A. (1)	1,079,399	1,450,840	-	-	5,159
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos SAS	718,931	-	2,353	-	160,434
Hocol Petroleum Limited	259,577	-	-	-	-
Hocol S.A.	8,909	-	9,538	-	63,283
Compounding and Masterbatching Industry Ltda	8,119	-	-	-	-
Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS	6,047	-	249,829	-	6,383
Propilco S.A.	5,197	-	-	-	123
Oleoducto Central S.A. - OCENSA	4,382	-	746	-	220,141
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	4,347	-	-	-	61,313
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	2,562	-	2,650	-	23,558
Ecopetrol Costa Afuera Colombia S.A.S.	553	-	-	-	-
Bioenergy S.A.	401	-	-	-	-
Ecopetrol América Inc.	107	-	-	-	10,721
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	19	-	-	-	-
Black Gold Limited	71	-	-	-	-
Ecopetrol Germany GMBH	1	-	-	-	-
Ecopetrol Capital AG (2)	-	695,102	-	3,748,005	-
Negocios conjuntos					
Equion Energía Limited	93,381	-	6,326	-	89,586
Ecodiesel Colombia S.A.	129	-	-	-	20,765
Offshore International Group Inc. (3)	-	170,121	-	-	-
Asociadas					
Serviport S.A.	-	-	-	-	3,989
Saldo al 31 de diciembre de 2016	<u>2,192,132</u>	<u>2,316,063</u>	<u>271,442</u>	<u>3,748,005</u>	<u>665,455</u>
Corriente	1,897,854	-	72,622	3,748,005	665,455
No corriente	294,278	2,316,063	198,820	-	-
	<u>2,192,132</u>	<u>2,316,063</u>	<u>271,442</u>	<u>3,748,005</u>	<u>665,455</u>

Cuentas por cobrar – Préstamos:

- (1) Reficar: El 13 de diciembre de 2017 Ecopetrol capitalizó a su inversión en Refinería de Cartagena el préstamo que le había otorgado durante los años 2010 y 2011 por valor nominal de COP\$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.
- (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.: 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 2017 es de USD\$49 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.

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

Las principales transacciones con entes relacionados por los años finalizados al 31 de diciembre se detallan como sigue:

	2017		2016	
	Ventas y servicios	Compras de productos y otros	Ventas y servicios	Compras de productos y otros
Subsidiarias				
Refinería de Cartagena S.A. (1)	4,414,950	2,196,395	2,969,421	18,782
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	458,478	2,218,177	623,963	2,251,168
Ecopetrol Capital AG	196,603	152,038	46,137	18,208
Compounding and Masterbatching Industry Ltda	119,543	-	94,748	-
Propilco S.A.	44,472	-	23,063	-
Oleoducto Central S.A. - OCENSA	27,064	3,008,131	25,912	2,687,353
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	17,739	302,344	16,699	361,195
Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S.	11,802	635,693	15,485	614,037
Hocol S.A.	10,499	345,359	-	209,311
Ecopetrol Costa Afuera	7,021	-	609	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	6,952	708,114	12,048	678,632
Ecopetrol America Inc	1,506	44,412	278	43,079
Bioenergy S.A.	1,223	-	1,908	-
Black Gold Limited	823	-	932	-
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	520	-	872	-
Andean Chemicals Limited	49	-	38	-
Hocol Petroleum Limited	41	-	30	-
Ecopetrol Germany GMBH	13	-	1	-
Ecopetrol Global Energy	3	-	-	-
Ecopetrol del Perú S.A.	2	-	1	-
Asociadas				
Serviport	-	-	-	24,572
Negocios conjuntos				
Equion Energía Limited	405,948	588,347	442,833	415,210
Offshore International Group Inc	15,188	-	6,285	-
Ecodiesel Colombia S.A.	6,583	259,269	5,744	265,584
	5,747,022	10,458,279	4,287,007	7,587,131

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

30.2 Directivos clave de la gerencia

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas de 2012, los honorarios de los directores por asistencia a las reuniones de la Junta Directiva y/o del Comité aumentaron de cuatro a seis salarios mínimos mensuales legales vigentes, valor que asciende aproximadamente de COP\$ 4,426,302 pesos para 2017 y COP\$ 3,780,000 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 2017 por concepto de honorarios a miembros de Junta Directiva ascendió a COP\$1,877 (2016 - COP\$1,253).

La compensación total pagada a los miembros del Comité Directivo activos al 31 de diciembre de 2017 ascendió a COP\$20,125 (2016 – COP\$13,901). Los directores no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación. El importe total reservado al 31 de diciembre de 2016 para proporcionar los beneficios de pensión y jubilación a nuestros funcionarios ejecutivos elegibles ascendió a COP\$5,400 (2016 - COP\$ 4,674).

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

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

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

30.3 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. Estos fondos se constituyeron en cumplimiento a lo dispuesto por el decreto 2153 de 1999, con el cual se autorizó al 31 de diciembre de 2008, conmutar parcialmente el valor correspondiente a mesadas, bonos y cuotas partes, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional.

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

30.4 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 25 - 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 24 – Ingresos por ventas.

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 anual de la cuota de sostenimiento a dicha entidad. No existe ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

31. 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 2017 son:

Contratos en los cuales Ecopetrol no es el operador:

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
Occidental Andina LLC	Chipirón	Producción	30-40%	Colombia
	Cosecha		30%	
	Cravo Norte		50%	
	Rondón		50%	
Chevron Petroleum Company	Guajira	Producción	57%	Colombia
Mansarovar Energy Colombia Ltd	Nare	Producción	50%	Colombia
Meta Petroleum Corp	Quifa	Producción	40%	Colombia
Equion Energía Limited	Piedemonte	Producción	50%	Colombia
Perenco Colombia Limited	Casanare	Producción	64%	Colombia
	Corocora		56%	
	Estero		89%	
	Garcero		76%	
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

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

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
Anadarko	Fuerte Norte	Exploración	50%	Offshore Caribe Norte
	Fuerte Sur		50%	
	Purple Angel			
	Col-5 y URA-4			

Terminación de contratos Rubiales y Pirirí

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

Contratos en los cuales Ecopetrol es operador:

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

32. 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). El proceso es liderado por la Gerencia de Reservas quien presenta el balance de reservas a la Junta Directiva para su aprobación.

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

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad de Ecopetrol al 31 de diciembre de 2017 y 2016, (no incluye compañías filiales ni subordinadas), la cual corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por la Compañía.

	2017			2016		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	974	3,091	1,516	1,167	3,338	1,753
Revisión de estimaciones (1)	116	293	168	(43)	(16)	(46)
Recobro mejorado	72	3	72	11	1	11
Compras	-	-	-	-	-	-
Extensiones y descubrimientos	43	-	43	20	21	24
Ventas	-	-	-	(6)	(5)	(7)
Producción	(173)	(239)	(215)	(175)	(248)	(219)
Saldo final	1,032	3,148	1,584	974	3,091	1,516
<i>Reservas probadas desarrolladas:</i>						
Saldo inicial	733	3,011	1,261	867	3,106	1,413
Saldo final	776	3,060	1,313	733	3,011	1,261
<i>Reservas probadas no desarrolladas:</i>						
Saldo inicial	241	80	255	300	232	340
Saldo final	256	88	271	241	80	255

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

33. Obligaciones contractuales

La Compañía posee varios compromisos y obligaciones contractuales que pueden requerir futuros desembolsos de dinero. Los principales compromisos están relacionados con a) pagos de préstamos y financiamientos, b) pago de beneficios a empleados post-empleo, cuyos montos para pago en los próximos 5 años son revelados en la nota 21.4, c) compromisos de pago futuros en contratos de servicios, leasing operativo, suministros de gas y energía, compra de activos y otros y d) compromisos de actividades exploratorias y otras con la Agencia Nacional de Hidrocarburos en contratos vigentes.

34. 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 2017
 (Cifras expresadas en millones de pesos colombianos, a menos que se indique lo contrario)

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

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

Compañía	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	2017		2016	
					Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio
Compañías subsidiarias								
Andean Chemicals Ltd.	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	5,485,480	(572,066)	5,476,845	(1,645,596)
Black Gold Re Ltd.	100%	Reaseguradora de Ecopetrol y sus subordinadas	Bermuda	Bermuda	607,199	28,135	581,901	36,808
Ecopetrol Capital AG	100%	Financiación, liquidación de financiaciones de sociedades del grupo	Suiza	Suiza	1,240,473	145,970	1,098,981	143,805
Ecopetrol Global Capital SLU	100%	Vehículo de inversión	España	España	20	(51)	31	(53)
Ecopetrol Global Energy S.L.U	100%	Vehículo de inversión	España	España	3,056,580	102,120	2,727,352	(380,156)
Hocol Petroleum Limited	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	2,386,820	(165,302)	2,463,360	(80,638)
Propilco S. A.	50%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia	1,522,016	160,536	1,367,898	254,126
Refinería de Cartagena S.A.*	76%	Refinación, comercialización y distribución de hidrocarburos	Colombia	Colombia	18,167,265	48,095	8,114,661	(2,447,336)
Cenit S.A.S.	100%	Almacenamiento y transporte por ductos de Hidrocarburos	Colombia	Colombia	14,072,668	2,989,999	11,065,275	2,787,279

* 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	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	2017		2016	
					Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio
Compañías asociadas								
Invercolsa S.A.	43,35%	Holding con inversiones de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia	516,640	84,628	560,915	111,997
Negocios conjuntos								
Ecodiesel Colombia S.A.	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos	Colombia	Colombia	76,766	13,236	79,050	24,176
Equion Energía Limited	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	1,433,536	134,596	1,748,942	105,672
Offshore International Group	50%	Exploración, desarrollo, producción y procesamiento de hidrocarburos	Estados Unidos	Perú	1,007,754	(178,280)	1,192,980	(248,037)

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

Clase de crédito	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Moneda	Valor nominal en moneda origen	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	Flotante	Bullet	Semestral
	dic-10	dic-40	COP	284,300	284,300	Flotante	Bullet	Semestral
	ago-13	ago-18	COP	120,950	120,950	Flotante	Bullet	Semestral
	ago-13	ago-23	COP	168,600	168,600	Flotante	Bullet	Semestral
	ago-13	ago-28	COP	347,500	347,500	Flotante	Bullet	Semestral
	ago-13	ago-43	COP	262,950	262,950	Flotante	Bullet	Semestral
Crédito sindicado moneda nacional	may-13	may-25	COP	1,839,000	1, 532,500	Flotante	Semestral desde may-17	Semestral
Bonos moneda extranjera	jul-09	jul-19	USD	1,500	1,500 *	Fijo	Bullet	Semestral
	sep-13	sep-18	USD	350	350 *	Fijo	Bullet	Semestral
	sep-13	sep-23	USD	1,300	1,800 *	Fijo	Bullet	Semestral
	sep-13	sep-43	USD	850	850	Fijo	Bullet	Semestral
	may-14	may-45	USD	2,000	2,000 *	Fijo	Bullet	Semestral
	sep-14	may-25	USD	1,200	1,200 *	Fijo	Bullet	Semestral
	jun-15	jun-26	USD	1,500	1,500 *	Fijo	Bullet	Semestral
	jun-16	sep-23	USD	500	500 *	Fijo	Bullet	Semestral
Créditos comerciales - Refinería de Cartagena	dic-17	dic-27	USD	2,747	2,012	Fijo	Semestral	Semestral
	dic-17	dic-27	USD	310	227	Flotante	Semestral	Semestral
	dic-17	dic-25	USD	440	344	Flotante	Semestral	Semestral
Créditos comerciales internacionales	jul-13	jul-23	USD	245	147 *	Flotante	Semestral	Semestral
	jul-13	jul-19	USD	151	35 *	Flotante	Semestral	Semestral

* Deuda financiera designada como instrumento de cobertura (ver Nota 29).