



ECOPETROL S.A.

Estados financieros separados

31 de diciembre de 2025



INFORME DEL REVISOR FISCAL

A los accionistas de
ECOPETROL S.A.

INFORME SOBRE LA AUDITORIA DE LOS ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS

Opinión

He auditado los estados financieros separados adjuntos de ECOPETROL S.A. (en adelante “la Entidad”), los cuales comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2025, los estados de ganancias y pérdidas, de otros resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, y las notas a los estados financieros, incluyendo información sobre políticas contables materiales.

En mi opinión, los estados financieros separados adjuntos, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de la Entidad al 31 de diciembre de 2025, el resultado de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia – NCIF y las disposiciones de la Superintendencia Financiera de Colombia y otras de la Contaduría General de la Nación.

Fundamento de la Opinión

He llevado a cabo mi auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia. Mis responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros. Soy independiente de la Entidad de acuerdo con el Manual del Código de Ética para Profesionales de Contabilidad junto con los requerimientos éticos que son relevantes para mi auditoría de los estados financieros en Colombia y he cumplido con mis otras responsabilidades éticas de conformidad con estos requerimientos vigentes en Colombia. Considero que la evidencia de auditoría obtenida es suficiente y apropiada para proporcionar una base razonable para expresar mi opinión.

Otra información

La Administración es responsable de la otra información. La otra información comprende el informe integrado de gestión, pero no incluye los estados financieros ni mi informe de auditoría correspondiente. Espero disponer de la otra información después de la fecha de este informe de auditoría.

Mi opinión sobre los estados financieros no cubre la otra información y no expreso ninguna forma de conclusión que proporcione un grado de seguridad sobre esta.

En relación con mi auditoría de los estados financieros, mi responsabilidad es leer la otra información que identifiqué más arriba cuando tenga acceso a ella y, al hacerlo, considerar si existe una incongruencia material entre la otra información y los estados financieros o el conocimiento que he obtenido en la auditoría o si parece que existe una incorrección material en la otra información por algún otro motivo.

Deloitte se refiere a una o más entidades de Deloitte Touche Tohmatsu Limited (“DTTL”), su red global de firmas miembro y sus sociedades afiliadas a una firma miembro (en adelante “Entidades Relacionadas”) (colectivamente, la “organización Deloitte”). DTTL (también denominada como “Deloitte Global”) así como cada una de sus firmas miembro y sus Entidades Relacionadas son entidades legalmente separadas e independientes, que no pueden obligarse ni vincularse entre sí con respecto a terceros. DTTL y cada firma miembro de DTTL y su Entidad Relacionada es responsable únicamente de sus propios actos y omisiones, y no de los de las demás. DTTL no provee servicios a clientes. Consulte www.deloitte.com/co/conozcanos para obtener más información.



Cuando lea y considere el informe integrado de gestión, si concluyo que contiene una incorrección material, estoy obligado a comunicar la cuestión a los responsables del gobierno de la Entidad.

Asuntos claves de la auditoría

Los asuntos claves de la auditoría son esos asuntos que, según mi juicio profesional, fueron de la mayor importancia en la auditoría de los estados financieros separados del año actual. Estos asuntos fueron cubiertos en el contexto de mi auditoría de los estados financieros en su conjunto, y en la formación de mi opinión sobre los mismos, por lo que no expreso una opinión por separado sobre estos asuntos. He determinado que las cuestiones que se describen a continuación son los asuntos clave de la auditoría a comunicar en mi informe.

Impacto de las reservas de petróleo y gas en estimaciones contables significativas

Descripción del Asunto:

Tal como se indica en las Notas 3.1 y 3.2 de los estados financieros separados, la estimación de reservas de petróleo y gas impacta el cálculo de la depreciación y agotamiento, así como la determinación de los flujos de efectivo futuros utilizados para el análisis de deterioro de los activos de largo plazo del segmento de Exploración y Producción. La depreciación y agotamiento de estos activos se calculan utilizando el método de unidades de producción, utilizando como base las reservas probadas desarrolladas produciendo y probadas desarrolladas no produciendo. Estos tipos de reservas son cantidades estimadas de petróleo y gas que se pueden esperar razonablemente que sean recuperables comercialmente en los años futuros de los yacimientos bajo las condiciones económicas y operativas existentes.

La estimación de las reservas de petróleo y gas requiere la evaluación de supuestos financieros como los precios del petróleo y gas, costos operativos y de capital, curvas de producción, entre otros. Debido a la complejidad involucrada en la estimación de las reservas de petróleo y gas, la Administración utilizó firmas especializadas independientes (en adelante “expertos”) para la estimación del volumen de reservas de petróleo y gas natural.

Auditar el cálculo de la depreciación y agotamiento, y la evaluación del deterioro de los activos de larga duración para el segmento de exploración y producción fue complejo debido al uso del trabajo de los expertos y la evaluación de la determinación por parte de la Administración de los supuestos descritos anteriormente utilizados en la estimación de las reservas de petróleo y gas.

Respuesta de Auditoría

- Obtuve un entendimiento, evalué el diseño y probé la implementación de los controles de la Compañía sobre el proceso para el cálculo de la depreciación y agotamiento, y la evaluación del deterioro de los activos de largo plazo para el segmento de exploración y producción, incluidos los controles de la Administración sobre la revisión de las metodologías utilizadas por los expertos y la integridad y precisión de los supuestos financieros proporcionadas a los expertos para su uso en la estimación de las reservas de petróleo y gas.
- Conté con la participación de especialistas internos para:
 - evaluar por razonabilidad la metodología, políticas y criterios usados por la Compañía para cuantificar sus reservas.
 - evaluar la competencia y objetividad de los expertos externos e internos de reservas (personal calificado de la Administración responsables de supervisar la preparación de las estimaciones de reservas) por medio de un entendimiento de su experiencia y calificaciones profesionales.
 - Leer y evaluar sobre una muestra de reportes provistos por los expertos externos de reservas de la administración y evaluar el alcance de los hallazgos de esos terceros.
 - Comparar los pronósticos de producción usados en las pruebas de deterioro con los estimados de reservas y recursos estimados por la administración.
- Ejecuté procedimientos de auditoría que incluyeron, entre otros, evaluar la integridad y precisión de los supuestos financieros descritos anteriormente, utilizados por los expertos en la estimación de las reservas de petróleo y gas, comparándolos contra la fuente de información y con información histórica.



- Junto con mis especialistas probé la exactitud aritmética del cálculo de la depreciación y agotamiento, y evalué las metodologías utilizadas en la evaluación del deterioro de los activos de larga duración para el segmento de exploración y producción. También las cantidades usadas en la estimación de reservas de petróleo y gas utilizadas en el cálculo de la depreciación y agotamiento contra las cantidades usadas en la evaluación del deterioro y los informes de reservas preparados por los expertos, entre otros procedimientos.

Responsabilidad de la administración y de los encargados del gobierno corporativo en relación con los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y correcta presentación de estos estados financieros separados de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, y por el control interno que la gerencia considere relevante para la preparación y correcta presentación de los estados financieros libres de errores materiales, bien sea por fraude o error; de seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas, así como establecer los estimados contables razonables en las circunstancias.

Al preparar los estados financieros separados, la Administración es responsable de evaluar la capacidad de la Entidad para continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, los asuntos relacionados con la empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento, salvo que la Administración tenga la intención de liquidar la Entidad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Los encargados del gobierno corporativo son responsables de supervisar el proceso para reportar la información financiera de la Entidad.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros

Mi objetivo es obtener una seguridad razonable de que los estados financieros separados en su conjunto están libres de error material, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene mi opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia siempre detecte un error material cuando exista. Los errores pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o en su conjunto, se puede esperar razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros separados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia, aplico mi juicio profesional y mantengo una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. Asimismo:

- Identifico y evalúo los riesgos de error material en los estados financieros separados, debido a fraude o error, diseño y aplico procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtengo evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para mi opinión. El riesgo de no detectar un error material debido a fraude es más elevado que en el caso de un error material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtengo un entendimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Entidad.
- Evalúo lo apropiado de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y las revelaciones relacionadas hechas por la Administración.
- Concluyo sobre lo adecuado de la utilización, por la administración, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basado en la evidencia de auditoría obtenida, concluyo sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Entidad para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluyo que existe una incertidumbre material, se requiere que llame la atención en mi informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los



estados financieros separados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que exprese una opinión modificada. Mis conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de mi informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuras pueden causar que la Entidad deje de ser una empresa en funcionamiento.

- Evalúo la presentación global, estructura y contenido de los estados financieros separados, incluyendo la información revelada, y si los estados financieros representan las transacciones y eventos relevantes de un modo que logran la presentación razonable.
- Planeo y ejecuto la auditoría de grupo para obtener evidencia de auditoría suficiente y apropiada respecto de la información financiera de las entidades o actividades de negocios para expresar una opinión sobre los estados financieros separados. Soy responsable por la dirección, supervisión y realización de la auditoría de Grupo. Sigo siendo el único responsable por mi opinión de auditoría.

Comunico a los encargados de gobierno de la Entidad, entre otros asuntos, el alcance y oportunidad planeados de la auditoría y sus resultados significativos, así como cualquier deficiencia significativa en el control interno, si la hubiere, identificada durante la auditoría.

También proporciono a los encargados de gobierno de la Entidad, una declaración acerca del cumplimiento de los requisitos éticos relevantes con respecto a la independencia, y comunico todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente pueden afectar mi independencia y, en su caso, las correspondientes salvaguardas.

A partir de los asuntos comunicados a los encargados de gobierno de la Entidad, determino cuáles de esos asuntos fueron de la mayor importancia en la auditoría de los estados financieros del año actual y, por lo tanto, son los asuntos clave de la auditoría. Describo estos asuntos en mi informe de auditoría a menos que las leyes o regulaciones impidan la revelación pública del asunto o cuando, en circunstancias extremadamente raras, determino que un asunto no debe comunicarse en mi informe de auditoría porque de manera razonable se pudiera esperar que las consecuencias adversas por hacerlo serían más que los beneficios de interés público de dicha comunicación.

Párrafo de Énfasis

Como se indica en Nota 2.3, los estados financieros separados adjuntos han sido preparados para cumplir con las disposiciones legales vigentes en Colombia. Estos estados financieros separados deben leerse juntamente con los estados financieros consolidados que se emiten aparte.

Otros Asuntos

Los estados financieros separados por el año terminado el 31 de diciembre de 2024, que se incluyen para propósitos comparativos únicamente, fueron auditados por otro revisor fiscal quien expresó una opinión sin salvedades el 3 de marzo de 2025.

INFORME SOBRE OTROS REQUERIMIENTOS LEGALES Y REGLAMENTARIOS

De acuerdo con el alcance de mi responsabilidad como revisor fiscal, informo que la Entidad ha llevado su contabilidad conforme a las normas legales y a la técnica contable; las operaciones registradas en los libros de contabilidad, la correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas y de registro de acciones se llevan y se conservan debidamente. El informe de gestión de los administradores guarda la debida concordancia con los estados financieros básicos e incluye la constancia por parte de la administración sobre no haber entorpecido la libre circulación de las facturas emitidas por los vendedores o proveedores; y la información contenida en las declaraciones de autoliquidación de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral, en particular la relativa a los afiliados y a sus ingresos base de cotización, ha sido tomada de los registros y soportes contables. Al 31 de diciembre de 2025, la Entidad no se encuentra en mora por concepto de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral.



He valorado el Programa de Transparencia y Ética Empresarial -PTEE de acuerdo con la responsabilidad indicada en la Ley 2195 de 2022, en la medida que la Entidad ha adoptado un Programa de Cumplimiento que tiene por objetivo establecer los lineamientos en materia de gestión de riesgos, control interno, ética y demás asuntos normativos relacionados.

Según el artículo 4 del Decreto 2496 de 2015 que modifica el numeral 1.2.1.2 del Decreto 2420 de 2015, el revisor fiscal aplicará las ISAE, en desarrollo de las responsabilidades contenidas en el artículo 209 del Código de Comercio, relacionadas con la evaluación del cumplimiento de las disposiciones estatutarias y de la asamblea o junta de socios y con la evaluación del control interno. Asimismo, según el Artículo 1.2.1.5 de dicho Decreto, para efectos de la aplicación del artículo 1.2.1.2, no será necesario que el revisor fiscal prepare informes separados, pero sí que exprese una opinión o concepto sobre cada uno de los temas contenidos en ellos. El Consejo Técnico de la Contaduría Pública expedirá las orientaciones técnicas necesarias para estos fines.

Con base en la evidencia obtenida en desarrollo de mi revisoría fiscal, durante el año 2025, en mi concepto, nada ha llamado mi atención que me haga pensar que: a) los actos de los administradores de la Entidad no se ajustan a los estatutos y/o a las decisiones de la asamblea o junta de socios y b) no existen o no son adecuadas las medidas de control interno contable, de conservación y custodia de los bienes de la Entidad o de terceros que estén en su poder.

JESÚS ANDRÉS ROA PASCUALI

Revisor Fiscal

T.P. 74804 - T

Designado por Deloitte & Touche S.A.S.

3 de marzo de 2026



Contenido

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía	3
Estados de situación financiera separados	4
Estados de Ganancias y Pérdidas separados	5
Estados de otros resultados integrales separados	6
Estados de cambios en el patrimonio separados	7
Estados de flujos de efectivo separados	8
1. Entidad reportante	9
2. Bases de presentación	9
3. Juicios y estimaciones contables materiales	11
4. Políticas contables	14
5. Nuevos estándares y cambios normativos	32
6. Efectivo y equivalentes de efectivo	34
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	35
8. Inventarios	36
9. Otros activos financieros	37
10. Impuestos	39
11. Otros activos	48
12. Combinación de negocios	48
13. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	50
14. Propiedades, planta y equipo	53
15. Recursos naturales y del medio ambiente	55
16. Activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	57
17. Intangibles	58
18. <i>Impairment</i> de activos de largo plazo	58
19. Préstamos y financiaciones	60
20. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	62
21. Provisiones por beneficios a empleados	63
22. Provisiones y contingencias	67
23. Patrimonio	71
24. Ingresos procedentes de contratos con clientes	74
25. Costo de ventas	75
26. Gastos de administración, operación, ventas y proyectos	76
27. Otros ingresos (gastos) operacionales, neto	76
28. Resultado financiero	77
29. Gestión de riesgos	77
30. Partes relacionadas	85
31. Operaciones conjuntas	89
33. Reservas de petróleo y gas (No auditado)	90
34. Eventos subsecuentes y/o relevantes	91
Anexo 1. Compañías subsidiarias y negocios conjuntos	93

Anexo 2. Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales).....	95
---	----

Certificación del Representante legal y Contador de la Compañía

A los señores Accionistas de Ecopetrol S.A.:

03 de marzo de 2026

Los suscritos Representante legal y Contador de la Compañía certificamos que los estados financieros separados de la Compañía al 31 de diciembre de 2025 y por el año terminado en esa fecha, han sido fielmente tomados de los libros de contabilidad, 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 al 31 de diciembre de 2025, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante el año terminado en esta fecha.
2. Todos los hechos económicos realizados por la Compañía, durante el año terminado al 31 de diciembre de 2025 se han reconocido en los estados financieros separados.
3. Los activos representan probables derechos económicos futuros y los pasivos representan probables obligaciones actuales y futuras, obtenidos a cargo de la Compañía al 31 de diciembre de 2025.
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 (NCIF) adoptadas por la Contaduría General de la Nación.
5. Todos los hechos económicos que afectan a la Compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros separados.

(Original firmado)
Ricardo Roa Barragán
Presidente – Representante legal

(Original firmado)
Gina Marcela Aguasaco Gutiérrez
Contadora Pública
T.P. 114469-T

Ecopetrol S.A.

(Expresados en miles de millones de pesos colombianos)

Estados de situación financiera separados

	Nota	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Activos			
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	2,796	4,141
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7	9,496	13,634
Inventarios	8	5,829	6,933
Otros activos financieros	9	2,349	1,274
Activos por impuestos corrientes	10	10,947	9,743
Otros activos	11	1,461	1,838
Total activos corrientes		32,878	37,563
Activos no corrientes			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7	685	594
Otros activos financieros	9	76	2,695
Inversiones en compañías	13	85,889	94,495
Propiedades, planta y equipo	14	40,799	36,891
Recursos naturales y del medio ambiente	15	30,381	28,043
Activos por derecho de uso	16	2,367	2,573
Intangibles	17	494	590
Activos por impuestos no corrientes	10	3,410	9,535
Otros activos	11	1,132	1,262
Total activos no corrientes		165,233	176,678
Total activos		198,111	214,241
Pasivos			
Pasivos corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	7,686	7,784
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	20	12,094	16,102
Provisiones por beneficios a empleados	21	3,088	2,991
Pasivos por impuestos corrientes	10	903	831
Provisiones y contingencias	22	1,119	1,135
Otros pasivos		450	392
Total pasivos corrientes		25,340	29,235
Pasivos no corrientes			
Préstamos y financiaciones	19	66,239	76,871
Provisiones por beneficios a empleados	21	10,040	13,544
Pasivos por impuestos no corrientes	10	549	524
Provisiones y contingencias	22	11,912	10,081
Otros pasivos		271	289
Total pasivos no corrientes		89,011	101,309
Total pasivos		114,351	130,544
Patrimonio	23		
Capital suscrito y pagado		25,040	25,040
Prima en emisión de acciones		6,608	6,608
Reservas		30,292	24,156
Otros resultados integrales		11,419	11,586
Utilidades acumuladas		10,401	16,307
Total patrimonio		83,760	83,697
Total pasivos y patrimonio		198,111	214,241

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros separados.

(Original firmado)
Ricardo Roa Barragán
Presidente

(Original firmado)
Gina Marcela Aguasaco Gutiérrez
Contadora Pública
T.P. 114469-T

(Original firmado)
Jesús Andrés Roa Pascuali
Revisor Fiscal
Designado por Deloitte & Touche S.A.S.
T.P. 74804-T
Ver mi informe adjunto

Ecopetrol S.A.

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

Estados de Ganancias y Pérdidas separados

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
		2025	2024
Ingresos procedentes de contratos con clientes	24	93,541	105,434
Costos de ventas	25	(78,998)	(83,545)
Utilidad bruta		14,543	21,889
Gastos de administración	26	(2,105)	(2,094)
Gastos de operación, ventas y proyectos	26	(3,084)	(2,571)
Gasto por impairment de activos a largo plazo	18	(308)	(65)
Otros (gastos) ingresos operacionales	27	(263)	1,641
Resultado de la operación		8,783	18,800
Resultado financiero:	28		
Ingresos financieros		2,617	2,150
Gastos financieros		(8,782)	(8,505)
Utilidad (pérdida) por diferencia en cambio		258	(37)
		(5,907)	(6,392)
Participación en los resultados de compañías	13	7,050	8,489
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		9,926	20,897
Gasto por impuesto a las ganancias	10	(897)	(5,962)
Utilidad neta del año		9,029	14,935
Utilidad básica y diluida por acción (pesos)		219.6	363.2

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros separados.

(Original firmado)
Ricardo Roa Barragán
Presidente

(Original firmado)
Gina Marcela Aguasaco Gutiérrez
Contadora Pública
T.P. 114469-T

(Original firmado)
Jesús Andrés Roa Pascuali
Revisor Fiscal
Designado por Deloitte & Touche S.A.S.
T.P. 74804-T
Ver mi informe adjunto

Ecopetrol S.A.

(Expresados en miles de millones de pesos colombianos)

Estados de otros resultados integrales separados

	<u>Nota</u>	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
		2025	2024
Utilidad neta del año		9,029	14,935
Otros resultados integrales:			
Elementos que pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas, neto de impuestos:			
Utilidad (pérdida) no realizada en operaciones de cobertura:			
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		2,839	(2,177)
Flujo de efectivo instrumentos derivados		56	(5)
Inversión neta en negocio en el extranjero		3,534	(3,130)
Método de participación patrimonial	13	(9,051)	7,576
Utilidad (pérdida) en instrumentos financieros medidos a valor razonable		136	(143)
		(2,486)	2,121
Elementos que no pueden ser reclasificados posteriormente a ganancias o pérdidas, neto de impuestos:			
Ganancias actuariales		2,319	1,179
Otros resultados integrales		(167)	3,300
Total resultado integral		8,862	18,235

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros separados.

(Original firmado)
Ricardo Roa Barragán
Presidente

(Original firmado)
Gina Marcela Aguasaco Gutiérrez
Contadora Pública
T.P. 114469-T

(Original firmado)
Jesús Andrés Roa Pascuali
Revisor Fiscal
Designado por Deloitte & Touche S.A.S.
T.P. 74804-T
Ver mi informe adjunto

Ecopetrol S.A.

(Expresados en miles de millones de pesos colombianos)

Estados de cambios en el patrimonio separados

	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 2024		25,040	6,608	11,654	12,502	11,586	16,307	83,697
Utilidad neta del año		-	-	-	-	-	9,029	9,029
Liberación de reservas	23.3	-	-	-	(12,502)	-	12,502	-
Dividendos decretados	23.4	-	-	-	-	-	(8,799)	(8,799)
<u>Apropiación de reservas</u>								
Legal	23.3	-	-	1,494	-	-	(1,494)	-
Fiscales y estatutarias	23.3	-	-	-	509	-	(509)	-
Ocasionales	23.3	-	-	-	16,635	-	(16,635)	-
<u>Otros resultados integrales</u>								
(Pérdida) utilidad no realizada en operaciones de cobertura:								
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	-	2,839	-	2,839
Inversión neta en negocio en el extranjero		-	-	-	-	3,534	-	3,534
Flujo de efectivo instrumentos derivados		-	-	-	-	56	-	56
Método de participación patrimonial		-	-	-	-	(9,051)	-	(9,051)
Utilidades actuariales		-	-	-	-	2,319	-	2,319
Utilidad en instrumentos financieros medidos a valor razonable		-	-	-	-	136	-	136
Saldo al 31 de diciembre de 2025		25,040	6,608	13,148	17,144	11,419	10,401	83,760
Saldo al 31 de diciembre de 2023		25,040	6,608	9,748	8,175	8,286	20,535	78,392
Utilidad neta del año		-	-	-	-	-	14,935	14,935
Liberación de reservas	23.3	-	-	-	(8,175)	-	8,175	-
Dividendos decretados	23.4	-	-	-	-	-	(12,828)	(12,828)
Transacciones con interés no controlante		-	-	-	-	-	(102)	(102)
<u>Apropiación de reservas</u>								
Legal	23.3	-	-	1,906	-	-	(1,906)	-
Fiscales y estatutarias	23.3	-	-	-	509	-	(509)	-
Ocasionales	23.3	-	-	-	11,993	-	(11,993)	-
<u>Otros resultados integrales</u>								
(Pérdida) utilidad no realizada en operaciones de cobertura:								
Flujo de efectivo para futuras exportaciones		-	-	-	-	(2,177)	-	(2,177)
Inversión neta en negocio en el extranjero		-	-	-	-	(3,130)	-	(3,130)
Flujo de efectivo instrumentos derivados		-	-	-	-	(5)	-	(5)
Método de participación patrimonial		-	-	-	-	7,576	-	7,576
Utilidades actuariales		-	-	-	-	1,179	-	1,179
Pérdida en instrumentos financieros medidos a valor razonable		-	-	-	-	(143)	-	(143)
Saldo al 31 de diciembre de 2024		25,040	6,608	11,654	12,502	11,586	16,307	83,697

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros separados.

(Original firmado)
Ricardo Roa Barragán
Presidente

(Original firmado)
Gina Marcela Aguasaco Gutiérrez
Contadora Pública
T.P. 114469-T

(Original firmado)
Jesús Andrés Roa Pascuali
Revisor Fiscal
Designado por Deloitte & Touche S.A.S.
T.P. 74804-T
Ver mi informe adjunto

Ecopetrol S.A.

(Expresados en miles de millones de pesos colombianos)

Estados de flujos de efectivo separados

	Nota	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
		2025	2024
Flujos de efectivo de las actividades de operación:			
Utilidad neta del año		9,029	14,935
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo (usado) provisto por las operaciones:			
Gasto por impuesto a las ganancias	10	897	5,962
Depreciación, agotamiento y amortización	14, 15, 16, 17	8,317	7,729
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	28	(258)	37
Costo financiero de préstamos y financiaciones	28	5,160	5,158
Costo financiero de beneficios post-empleo y costos de abandono	28	1,851	1,774
Baja en activos exploratorios y pozos secos	15	577	587
Utilidad en venta de activos mantenidos para la venta		(2)	(1)
Utilidad en combinación de negocios		-	(1,699)
Utilidad en reversión de campos		-	(37)
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes		-	(23)
Gasto por impairment de activos a largo plazo		308	65
Gasto por impairment de activos corrientes		9	58
(Recuperación) gasto por provisiones y contingencias		(66)	314
Utilidad por método de participación patrimonial	13	(7,050)	(8,489)
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportación	24	(150)	239
Pérdida por ineffectividad de coberturas	29.3	13	7
Intereses y valoración de activos financieros		(679)	(808)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos:			
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar		3,773	11,231
Inventarios		1,096	(406)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar		(2,049)	(537)
Activos y pasivos por impuestos corrientes		1,900	(1,744)
Provisiones por beneficios a empleados		(526)	(242)
Provisiones y contingencias		(545)	(783)
Otros activos y pasivos		516	360
		22,121	33,686
Impuesto de renta pagado		(4,468)	(5,692)
Efectivo neto provisto por las actividades de operación		17,653	27,995
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:			
Inversiones en compañías	13	(1,990)	(1,233)
Contraprestación pagada en adquisición de activos	20	(1,109)	(880)
Inversión en propiedades, planta y equipo	14	(6,600)	(6,415)
Inversión en recursos naturales y del medio ambiente	15	(5,643)	(5,505)
Adquisiciones de intangibles	17	(78)	(376)
Venta (compra) de otros activos financieros		2,102	(366)
Intereses recibidos	28	411	637
Dividendos recibidos	13	7,823	5,098
Producto de la venta de activos		84	67
Efectivo neto usado por las actividades de inversión		(5,000)	(8,973)
Flujo de efectivo en actividades de financiación:			
Adquisiciones de préstamos y financiaciones	19.1	13,174	22,352
Pagos de capital	19.1	(11,590)	(22,887)
Pagos de intereses	19.1	(5,767)	(5,361)
Pagos por arrendamientos (capital e intereses)	16	(631)	(573)
Dividendos pagados		(8,784)	(12,803)
Efectivo neto usado por las actividades de financiación		(13,598)	(19,272)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo		(400)	641
(Disminución) aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo		(1,345)	390
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año		4,141	3,751
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	6	2,796	4,141

Las notas adjuntas son parte integral de los estados financieros separados.

(Original firmado)
Ricardo Roa Barragán
Presidente

(Original firmado)
Gina Marcela Aguasaco Gutiérrez
Contadora Pública
T.P. 114469-T

(Original firmado)
Jesús Andrés Roa Pascuali
Revisor Fiscal
Designado por Deloitte & Touche S.A.S.
T.P. 74804-T
Ver mi informe adjunto

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, dedicada a actividades comerciales o industriales relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos, al igual que a la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica, diseño, desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de proyectos de infraestructura vial y energética, directamente o por medio de sus subordinadas (denominadas en conjunto “Ecopetrol” o la “Compañía”).

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

El domicilio de la oficina principal de Ecopetrol 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 separados de Ecopetrol S.A. por lo años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, han sido preparados de conformidad con las disposiciones vigentes emitidas por la Ley 1314 de 2009 reglamentada, compilada y actualizada por los Decretos 1611 de 2022, 938 de 2021 y 2420 de 2015. Ecopetrol S.A. prepara sus estados financieros de conformidad con normas de información financiera aceptadas en Colombia para Grupo 1, las cuales se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) junto con sus interpretaciones, traducidas al español y emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por su sigla en inglés).

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

Estos estados financieros separados fueron aprobados por la Junta Directiva de Ecopetrol en la segunda parte de la sesión que se llevó a cabo el 03 de marzo de 2026.

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

2.2 Reclasificaciones

Para efectos de presentación, la Compañía reclasificó la partida de activos corrientes mantenidos para la venta dentro de otros activos, en las cifras comparativas al 31 de diciembre de 2024. Esta reclasificación no tiene impacto en las partidas del estado de situación financiera, ganancias y pérdidas, resultados integrales, cambios en el patrimonio o flujos de efectivo. La reclasificación se presenta en la Nota 11 – Otros activos.

2.3 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.

2.4 Moneda funcional y de presentación

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

A partir de 2025, los estados financieros separados se presentan en pesos colombianos redondeados a la unidad de mil millones (COP \$000,000,000) más cercana, excepto cuando se indique lo contrario.

2.5 Moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son registradas utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas en que se efectúan las operaciones. Las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera son convertidas a las tasas de cambio vigentes a la fecha de reporte. Las variaciones presentadas en la conversión son reconocidas en el resultado financiero, neto, excepto las resultantes de la conversión de préstamos y financiaciones designadas como instrumentos de cobertura de flujo de efectivo (Nota 4.1.6) o de inversión neta de un negocio en el extranjero (Nota 4.1.7), 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. La ganancia o pérdida que surge de la conversión de partidas no monetarias medidas a valor razonable se reconoce de la misma manera que la ganancia o pérdida por valor razonable del bien.

2.6 Clasificación de activos y pasivos entre corrientes y no corrientes

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

Un activo o un pasivo se clasifica como corriente cuando:

- Se espera que se realice o se pretenda vender o consumir en el ciclo normal de la operación;
- Se mantenga principalmente con el propósito de negociar;
- Se espere que se realice (o se liquide, en el caso de los pasivos) dentro de los doce meses posteriores al período de reporte;
- En el caso de un activo, sea efectivo o equivalente, a menos que se restrinja el intercambio o se use para liquidar un pasivo durante al menos doce meses después del período de reporte;
- En el caso de un pasivo, cuando no exista el derecho incondicional de diferir su liquidación durante al menos doce meses después del período de reporte.

Los demás activos y pasivos se clasifican como no corrientes.

Así mismo, los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como activos y pasivos no corrientes.

2.7 Utilidad básica y diluida por acción

La utilidad básica y diluida por acción (Nota 23.6) 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

3. Juicios y estimaciones contables materiales

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

En el proceso de aplicación de las políticas contables, la Administración ha realizado los siguientes juicios y estimaciones, los cuales han tenido el efecto material en los montos reconocidos en los estados financieros:

3.1 Reservas de petróleo y gas natural

Las reservas de petróleo y gas natural son estimadas del monto de hidrocarburos que pueden ser económica y legalmente extraídos de las facilidades de producción de la Compañía.

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

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

La estimación de reservas es un proceso complejo e involucra el uso de juicios profesionales. Estas estimaciones se preparan usando factores geológicos, técnicos y económicos, incluyendo proyecciones futuras de tasas de producción, precios del petróleo, datos de ingeniería y la duración y monto de futuras inversiones con cierto grado de incertidumbre. Estas estimaciones reflejan las condiciones regulatorias y de mercado existentes a la fecha de reporte, las cuales podrían diferir significativamente de otras condiciones a lo largo del año o en periodos futuros. Cualquier cambio en los factores regulatorios y/o de mercado y en los supuestos utilizados, puede 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 afectan los importes del valor en libros de los activos de exploración y producción, de los recursos naturales y del medio ambiente, los pasivos por abandono y desmantelamiento y de la depreciación y agotamiento. Manteniendo las demás variables constantes, una reducción en la estimación de reservas probadas aumentaría, de forma prospectiva, el valor de los gastos por depreciación y agotamiento, mientras que un aumento en las reservas resultaría en una reducción del gasto. La depreciación y agotamiento es calculada usando el método de unidades de producción.

La información sobre el valor en libros de los activos de exploración y producción y los montos registrados con cargo a resultados, incluyendo la depreciación y agotamiento, es presentada en las Notas 14 y 15.

3.2 *Impairment* (recuperación) del valor de los activos no monetarios de largo plazo

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

Cuando exista un indicador de gasto o recuperación de *impairment* de períodos anteriores, la Compañía estima el importe recuperable de las unidades generadoras de efectivo (UGE), el cual corresponde al mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso.

La evaluación para activos no monetarios de largo plazo requiere el uso de estimados y supuestos, entre los que se incluyen: (1) inversiones, impuestos y costos futuros; (2) vida útil de los activos; (3) precios futuros; (4) tasa de descuento antes de impuestos, la cual es revisada anualmente, y es determinada como el costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) y (5) cambios en la regulación; particularmente para los activos de crudo y gas también se incluyen: (6) estimación de volúmenes y valor de mercado de las reservas de petróleo y gas natural y (7) perfiles de producción de los campos petroleros y producción futura de productos refinados y químicos. El importe recuperable es comparado con el valor neto en libros del activo, o de la unidad generadora de efectivo (UGE) para determinar si es sujeto de reconocimiento de *impairment* o si debe recuperarse algún monto de periodos anteriores.

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

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

Estas estimaciones y supuestos están sujetos a riesgo e incertidumbre. Por lo tanto, existe la posibilidad de que los cambios en las circunstancias afecten las proyecciones, lo que también puede afectar el monto recuperable de los activos y/o UGE, por lo tanto, también puede afectar el reconocimiento de una pérdida por *impairment* o la reversión de los montos registrados en periodos anteriores.

3.3 Costos de exploración y evaluación

La aplicación de la política contable de la Compañía para los costos de exploración y evaluación requiere juicio para determinar si los beneficios económicos futuros son probables, ya sea por una explotación futura o una venta, o si las actividades no han alcanzado una etapa que permita una evaluación razonable de la existencia de reservas. Ciertos costos de exploración y evaluación se capitalizan inicialmente cuando se espera que surjan reservas comercialmente viables. 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 extracción de recursos petroleros, así como análisis técnicos y comerciales para confirmar su intención de continuar su desarrollo.

Los cambios con respecto a la información disponible, tal como el nivel de éxito de perforación o los cambios en la economía del proyecto, los costos de producción y los niveles de inversión, así como otros factores, pueden dar lugar

a que los costos de perforación de exploración capitalizados se reconozcan en los resultados del período. La Compañía emplea el método de esfuerzos exitosos para el registro de las actividades de exploración y evaluación.

3.4 Determinación de las unidades generadoras de efectivo (UGEs)

La asignación de activos en UGEs requiere juicio material, así como también la evaluación con respecto a la integración entre los activos, la existencia de mercados activos, la exposición similar a los riesgos de mercado, las infraestructuras compartidas y la forma en la que la gerencia monitorea las operaciones. Ver Nota 4.11 – Impairment del valor de los activos de largo plazo.

3.5 Abandono y desmantelamiento de campos y otras facilidades

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

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

Los cálculos de estos montos son complejos e involucran juicios significativos por parte de la Gerencia. Los costos finales de cierre son inciertos y las estimaciones pueden variar en respuesta a muchos factores, incluidos los cambios en los requisitos legales pertinentes, el surgimiento de nuevas técnicas de restauración o la experiencia en otros sitios de producción. El tiempo esperado, la extensión y el monto de los gastos también pueden cambiar, por ejemplo, en respuesta a cambios en las proyecciones de costos internos, cambios en las estimaciones de reservas, tasas de inflación futuras y tasas de descuento. La Compañía considera que los costos de abandono y desmantelamiento son razonables, según la experiencia y las condiciones del mercado; sin embargo, las variaciones significativas en los factores externos utilizados para el cálculo de la estimación podrían afectar significativamente los montos registrados en los estados financieros separados. Ver Nota 4.12 – Provisiones y pasivos contingentes (Obligación de retiro de activos).

3.6 Planes de pensión y otros beneficios

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

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 bajas, o a expectativas de vida de los empleados más largas o cortas.

3.7 Litigios

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

Este análisis, el cual puede requerir juicios considerables, incluye revisar procesos legales instaurados en contra y reclamos aún no iniciados. Una provisión se reconoce cuando la Compañía tiene una obligación presente como

resultado de un evento pasado y es probable que se genere una salida de recursos para liquidar la obligación y, asimismo, se puede hacer una estimación confiable del monto de dicha obligación.

3.8 Impuesto de renta

El cálculo de la provisión por impuesto a las ganancias requiere la interpretación de la normativa fiscal en las jurisdicciones donde opera la Compañía. Se requiere realizar juicios significativos para la determinación de las estimaciones del impuesto a las ganancias y para evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos, los cuales se basan en la habilidad de generar suficientes resultados fiscales durante los periodos en los cuales tales impuestos diferidos podrían ser usados o deducidos. Los pasivos por impuestos diferidos se registran de acuerdo con las estimaciones realizadas de los activos netos que en un futuro no serán fiscalmente deducibles.

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

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

Las posiciones fiscales implican una evaluación cuidadosa por parte de la Gerencia, y se revisan y ajustan en respuesta a circunstancias como caducidad en la aplicación de la legislación, cierre de auditorías fiscales, revelaciones adicionales ocasionadas por algún asunto 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 la experiencia previa en auditorías fiscales y las interpretaciones de las normas tributarias. Los resultados reales pueden diferir de las estimaciones registradas.

3.9 Contabilidad de coberturas

El proceso de identificación de las relaciones de cobertura entre las partidas cubiertas y los instrumentos de cobertura derivados y no derivados (tales como la deuda de largo plazo en moneda extranjera), y su correspondiente efectividad, requieren juicios de la Gerencia. La Compañía evalúa periódicamente la alineación entre las coberturas identificadas y su política de gestión de riesgos. Ver Nota 29.

4. Políticas contables

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

4.1 Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que da lugar a la creación de un activo financiero en una entidad y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad. Este concepto incluye elementos como instrumentos de deuda, participaciones accionarias (sin control, control conjunto o influencia significativa), cuentas por pagar, cuentas por cobrar, derivados financieros, entre otros.

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

Los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos y pasivos financieros distintos a los medidos a valor razonable con cambios en resultados se suman o deducen del valor

razonable de los activos y pasivos financieros, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos y pasivos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inmediatamente en resultados.

Los préstamos y financiaciones (Ver nota 19) y cuentas por cobrar comerciales (Ver nota 7), otras cuentas por cobrar (Ver nota 7) y activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, se miden posteriormente al costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva. No obstante, para aquellas cuentas por cobrar y por pagar de las cuales se espera recibir o efectuar el pago en el corto plazo, su reconocimiento posterior corresponde al valor adeudado producto de la transacción, considerando que el efecto del valor del dinero en el tiempo no es material al tener vencimientos cortos.

Los instrumentos de patrimonio se miden a valor razonable.

Mediciones a valor razonable

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

El valor razonable de un activo o un pasivo es medido utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar su precio, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico.

La medición del valor razonable de un activo no financiero tiene en cuenta la capacidad de generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su uso más alto y rentable o mediante la venta de éste a otro participante del mercado quien utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

La Compañía utiliza las técnicas de valoración más apropiadas para las circunstancias y con la mejor información disponible, maximizando el uso de los datos de entrada observables y minimizando los no observables.

Todos los activos y pasivos cuyo valor razonable se mide o revela en los estados financieros separados 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 cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos o pasivos idénticos a los que La Compañía puede acceder en la fecha de valoración.
- Nivel 2: Técnicas de valoración para las cuales se observa directa o indirectamente la entrada de nivel más bajo que es significativa para la medición del valor razonable. Las entradas del nivel 2 incluyen precios de activos similares, precios obtenidos a través de cotizaciones de corredores de bolsa, y los precios que pueden ser corroborados substancialmente con otros datos observables con los mismos términos contractuales.

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

- Nivel 3: Derivado de técnicas de valoración que incluyen insumos para el activo o pasivo que se basan en datos de entrada no observables del mercado (insumos no observables). Para el cálculo del importe recuperable de ciertos activos no financieros para propósitos de determinación del *impairment*, cuando este se determina con base en el valor razonable menos costos de disposición, la Compañía puede utilizar entradas de Nivel 3.

Método de la tasa de interés efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es una forma 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 mide las pérdidas crediticias esperadas de instrumentos financieros activos sobre un modelo simplificado (para instrumentos como cuentas por cobrar) y general (para otros instrumentos financieros medidos a costo amortizado) de NIIF 9, con los cuales se reconoce un *impairment* para pérdidas crediticias esperadas por los posibles eventos de incumplimiento durante la vida del instrumento financiero. La Compañía actualiza el valor de las pérdidas en cada fecha de balance para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, y en el cálculo del importe recuperable considera variables como el histórico de comportamiento de pago de las obligaciones, la ubicación geográfica del deudor y las garantías que la contraparte ha presentado para cubrir cualquier incumplimiento de sus obligaciones.

4.1.1 Efectivo y equivalentes de efectivo

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

4.1.2 Activos financieros

La clasificación de los activos financieros en el reconocimiento inicial depende de las características contractuales del flujo de efectivo del activo financiero y del modelo de negocio de La Compañía para gestionarlos. Con excepción de las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente de financiamiento significativo o para las cuales La Compañía ha aplicado el expediente práctico, mide inicialmente un activo financiero a su valor razonable más los costos de transacción, en el caso de un activo no medido a valor razonable con cambios en resultados. Las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente de financiamiento significativo o para las cuales La Compañía ha aplicado el expediente práctico se miden al precio de transacción determinado según la NIIF 15.

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

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

Los instrumentos de deuda que cumplan las siguientes condiciones se miden subsecuentemente a valor razonable a través de otros resultados integrales:

- El activo financiero es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se cumple al obtener flujos contractuales de efectivo y vendiendo activos financieros; y
- Los términos contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas específicas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos de principal y del interés sobre el monto pendiente del principal.

Por defecto, todos los otros activos financieros de deuda son medidos subsecuentemente a valor razonable a través de resultados.

Para los instrumentos de patrimonio, en el reconocimiento inicial, el Grupo puede realizar una elección irrevocable para designar inversiones en instrumentos de capital a valor razonable a través de otros resultados integrales. La designación a valor razonable a través de otros resultados integrales no está permitida si la inversión de capital se

mantiene para negociar o si es una contraprestación contingente reconocida por un adquirente en una combinación de negocios.

Las inversiones en instrumentos de capital a valor razonable a través de otros resultados integrales se miden inicialmente al valor razonable más los costos de transacción. Posteriormente, se miden a valor razonable con ganancias y pérdidas que surgen de los cambios en el valor razonable reconocidos en otros resultados integrales y acumulados en la reserva de revaluación de inversiones. La ganancia o pérdida acumulada no se puede reclasificar a utilidad o pérdida en la venta de las inversiones de capital, sino que se transfiere a ganancias retenidas.

b) Activos financieros a costo amortizado

Esta categoría es la más relevante para La Compañía. Los activos financieros a costo amortizado incluyen las cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar, cuentas por pagar y préstamos.

La Compañía mide los activos financieros a costo amortizado si se cumplen las siguientes condiciones:

- El activo es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es beneficiarse de los flujos contractuales.
- Los términos contractuales dan lugar a fechas específicas de pago y los flujos de efectivo corresponden únicamente a pagos del principal e intereses.

Los activos financieros a costo amortizado son posteriormente medidos usando el método de interés efectivo menos *impairment*. Las ganancias o pérdidas son reconocidas en el resultado cuando el activo es dado de baja, ha sido modificado o deteriorado.

c) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Incluyen los activos financieros que no se encuentren en las categorías mencionadas anteriormente (costo amortizado y medidos al valor razonable con cambios en el otro resultado integral). Las variaciones del valor razonable de estos instrumentos se reconocen en el resultado del período.

Bajas de activos financieros

Cuando la Compañía no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo o transferido el control del activo, continúa reconociendo el activo sobre la base de la participación continuada, y también reconoce el pasivo asociado por los importes a pagar. Si la Compañía retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo financiero transferido, la Compañía continúa reconociendo dicho activo financiero y también reconoce un préstamo con garantía por los fondos recibidos.

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 bonos y los créditos bancarios se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos de transacción incurridos. Después del reconocimiento inicial, se miden posteriormente a costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva. La amortización se incluye como gasto financiero en el estado de ganancias y pérdidas separado.

Las cuentas por pagar a proveedores y acreedores son pasivos financieros a corto plazo registrados por su valor de transacción en su reconocimiento posterior, considerando que el efecto del valor del dinero en el tiempo no es significativo al tener vencimientos cortos.

Bajas de pasivos financieros

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

4.1.4 Instrumentos financieros derivados

Los instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente en el estado de situación financiera separado como activos o pasivos por su valor razonable. Los cambios en el valor razonable se registran como resultados en el estado de ganancias y pérdidas separado, excepto si son designados dentro de una cobertura de flujo de efectivo, las cuales se reconocen en otros resultados integrales y posteriormente se reclasifican a resultados cuando el elemento cubierto afecte ganancias y pérdidas.

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

4.1.5 Contabilidad de coberturas

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

- Coberturas de flujo de efectivo: coberturas para la exposición a la fluctuación de los flujos de efectivo atribuibles a un riesgo particular asociado con todos, o un componente de un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable y que podría afectar las ganancias o pérdidas.
- Coberturas de una inversión neta de un negocio en el extranjero.
- Coberturas de valor razonable: coberturas para la exposición a cambios en el valor razonable de un activo o pasivo reconocido o un compromiso en firme no reconocido, o un componente de cualquier elemento de este tipo, que es atribuible a un riesgo particular y que podría afectar las ganancias o pérdidas.

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

4.1.6 Cobertura de flujo de efectivo

La porción efectiva de las ganancias o pérdidas de los instrumentos de cobertura se reconocen en el estado de otros resultados integrales separados, mientras que la porción inefectiva se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas separado, en la línea del resultado financiero, neto.

Los montos previamente reconocidos en el estado de otros resultados integrales separados se transfieren al estado de ganancias y pérdidas separado cuando la partida cubierta afecta las ganancias y pérdidas. Cuando la partida cubierta es un activo o pasivo no financiero, los importes previamente reconocidos en otros resultados integrales 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 el estado de otros resultados integrales separados se mantiene por separado en el patrimonio hasta que la transacción se reconozca en el estado de

ganancias y pérdidas separado. Cuando ya no se espera que ocurra la transacción cubierta inicialmente, cualquier monto acumulado en el patrimonio se reconoce inmediatamente en el estado de ganancias y pérdidas separado.

La Compañía designa préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo tipo de cambio en exportaciones futuras de crudo, adicionalmente La Compañía entra en posiciones con instrumentos financieros derivados como swaps sobre commodities, *cross currency swaps* o *interest rate swaps* para cubrir riesgos en los precios de commodities, riesgo de tipo de cambio y riesgo de tasa de interés, respectivamente, los cuales también pueden ser designados como coberturas de flujo de efectivo.

4.1.7 Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Son contabilizadas de manera similar a las coberturas de flujo de efectivo.

Las ganancias o pérdidas del instrumento de cobertura relativa a la porción efectiva se reconocen en el estado de otros resultados integrales separados; mientras que los montos relativos a la porción inefectiva se reconocen en el estado de ganancias y pérdidas separado. Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio son reclasificadas al estado de ganancias y pérdidas separado cuando se disponga parcial o totalmente del negocio en el extranjero.

La Compañía designó préstamos a largo plazo como instrumento de cobertura para su exposición al riesgo de tipo de cambio en sus inversiones en subsidiarias cuya moneda funcional es dólar. Ver Nota 29.4.

4.1.8 Cobertura de valor razonable

La ganancia o pérdida del instrumento de cobertura se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas separado o en el estado de otros resultados integrales separado, si el instrumento de cobertura cubre un instrumento de patrimonio para el cual una entidad ha optado por presentar cambios en el valor razonable en otro resultado integral separado.

La ganancia o pérdida de cobertura de la partida cubierta ajusta el valor en libros de la partida cubierta (si corresponde) y se reconocerá en el estado de ganancias y pérdidas separado. Si la partida cubierta es un activo financiero (o un componente de este) que se mide a valor razonable con cambios en otro resultado integral, la ganancia o pérdida de cobertura de la partida cubierta se reconocerá en el estado de ganancias y pérdidas separado.

4.2 Inventarios

Los inventarios se registran al menor valor entre el costo y el valor neto realizable.

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

El costo del petróleo crudo incluye los costos de producción y los costos de transporte relacionados con el proceso de darle a los productos las condiciones y ubicaciones actuales.

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

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

La Compañía estima el valor neto realizable de los inventarios al final de cada período. Cuando las circunstancias que previamente causaron que los inventarios estuvieran por debajo de su costo ya no existan, 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 provisionado se revierte. La reversión no puede ser mayor al valor acumulado registrado, de modo que el

nuevo importe en libros siempre será el menor entre el costo y el valor neto realizable revisado.

4.3 Partes relacionadas

Se consideran partes relacionadas aquellas en donde una de las partes tiene la capacidad de controlar a la otra, tiene control conjunto, o ejerce influencia significativa en la toma de decisiones financieras u operativas de la participada o es un miembro del personal clave de la gerencia (o familiar cercano del personal clave). La Compañía ha considerado como partes relacionadas las Compañías asociadas, negocios conjuntos, directivos clave de la gerencia, las entidades administradoras de los recursos para pago de planes de beneficios post-empleo para empleados y algunas transacciones relevantes celebradas con entidades del Gobierno Colombiano, como son la compra de hidrocarburos y el fondo de estabilización petrolera. (Ver Nota 30 – Partes Relacionadas)

4.3.1 Compañías subsidiarias

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

4.3.2 Inversiones en asociadas

Una asociada es una entidad sobre la cual La Compañía ejerce influencia significativa pero no control. La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y operativa de la participada, sin llegar a tener control o control conjunto sobre las mismas. En general, estas entidades son aquellas en las que se mantiene una participación accionaria del 20% al 50% de los derechos de voto. (Ver Anexo 1 – Compañías subsidiarias y negocios conjuntos)

Las inversiones en asociadas se contabilizan utilizando el método de la participación. Bajo este método, la inversión se reconoce inicialmente al costo, posteriormente es ajustada para reconocer la participación de La Compañía en los activos netos de la asociada. El *goodwill* relacionado se incluye en el importe en libros y no se evalúa su *impairment* de forma separada.

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

Después de la aplicación del método de participación, La Compañía determina si es necesario reconocer una pérdida por *impairment* de la inversión, 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 importe recuperable y el valor en libros, y luego reconoce la pérdida en el estado de ganancias y pérdidas separado.

Cuando es necesario, se realiza homologación a las políticas contables de las asociadas para garantizar la consistencia con las adoptadas por La Compañía. Adicionalmente, el método de participación 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 ejercen control conjunto y tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. El control conjunto se presenta cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. El tratamiento contable para el reconocimiento de los negocios conjuntos es el mismo que el de las inversiones en asociadas.

4.4 Operaciones conjuntas

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

Los contratos de operación conjunta se celebran entre Ecopetrol S.A. 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 uno toma su parte de los hidrocarburos producidos (petróleo crudo o gas) de acuerdo con su participación en la producción.

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

El exceso del valor de la contraprestación transferida y el importe pagado en la operación se reconoce como *goodwill*. Si resulta en un exceso el valor razonable de los activos netos adquiridos sobre el importe pagado en la operación, la diferencia se reconoce como un ingreso en el estado de ganancias y pérdidas separado en la fecha de reconocimiento de la operación.

4.5 Activos no corrientes mantenidos para la venta

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

4.6 Propiedades, planta y equipo

Reconocimiento y medición

Las propiedades, planta y equipo se presentan al costo menos la depreciación y las 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/o construcción de activos calificables y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y abandono.

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

Cualquier ganancia o pérdida en el retiro de algún elemento de propiedades, planta y equipo es reconocida en el estado de ganancias y pérdidas separados 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 (incluye principalmente componentes reemplazados) son capitalizados.

Depreciación

Las propiedades, planta y equipo se deprecian siguiendo el método lineal. 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 su uso.

Las vidas útiles estimadas oscilan entre los siguientes rangos:

Planta y equipo	18 - 64 años
Ductos, redes y líneas	16 - 53 años
Edificaciones	18 - 56 años
Otros	8 - 30 años

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

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

Impairment

Los activos de largo plazo están sujetos a revisión por posible *impairment* en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – Impairment (recuperación) del valor de los activos de largo plazo y 4.13 - Impairment del valor de los activos de largo plazo.

4.7 Recursos naturales y del medio ambiente

Reconocimiento y medición

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

Costos de exploración

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

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

comercialmente viables; de lo contrario, se registran en resultados como gasto de pozos secos. Otros gastos se reconocen en el estado de ganancias y pérdidas separado cuando se incurre en ellos.

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

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

Costos de desarrollo

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

Costos de producción

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

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

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

Agotamiento

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

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

Impairment

Los activos a largo plazo están sujetos a revisión por posible *impairment* en su valor recuperable. Ver notas 3.2 – *Impairment* (recuperación) del valor de los activos no monetarios de largo plazo y 4.11 - *Impairment* (recuperación) del valor de los activos de largo plazo.

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 tiene la intención de continuar a futuro con su ejecución, no son considerados como activos calificados para el propósito de capitalizar los costos por préstamos.

4.9 Activos intangibles

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

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

4.10 Arrendamientos

Al inicio de un contrato, la Compañía evalúa si un contrato es, o contiene, un arrendamiento. Esta situación se presenta si el contrato transfiere el derecho de controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Para llevar a cabo dicha evaluación, se utiliza la definición de arrendamiento contenido en la NIIF 16.

Arrendamiento como arrendatario

En la fecha de inicio de un arrendamiento, Ecopetrol reconoce una obligación correspondiente al total de pagos del arrendamiento y un activo que representa el derecho de usar el activo subyacente durante el término del arriendo. Se reconocen separadamente el gasto por intereses sobre la obligación y el gasto por amortización del activo por derecho de uso.

En el reconocimiento posterior, la Compañía remide la obligación de arrendamiento ante la ocurrencia de acontecimientos como: a) cambios del término del arrendamiento, b) cambios de los pagos futuros pagos de arrendamiento que resulten de variaciones en un índice o en la tasa utilizada para determinar los pagos. El monto de la nueva medición de la obligación se reconocerá como un ajuste al activo por derecho de uso.

Arrendamiento como arrendador

Ecopetrol clasifica como financieros aquellos contratos en los cuales los términos del arrendamiento transfieren sustancialmente a los arrendatarios todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo. Los demás arrendamientos se clasifican como operativos.

Si el arrendamiento es clasificado como financiero, se registra una cuenta por cobrar en el estado de situación financiera, por monto igual a la inversión neta en el arrendamiento.

Para los arrendamientos clasificados como operativos se reconocen los ingresos por los pagos de forma lineal en el estado de resultados.

Activos por derecho de uso

Ecopetrol reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos cualquier amortización acumulada y pérdidas por *impairment*, y se ajustan si existe alguna nueva medición de los pasivos por arrendamiento. Se amortizan en línea recta durante el plazo del arrendamiento y están sujetos a evaluación por *impairment*.

Pasivos por arrendamiento

En la fecha de inicio del arrendamiento, la Compañía reconoce los pasivos al valor presente de los pagos por arrendamiento que se realizarán durante el plazo del contrato. Los pagos variables que no dependan de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el período en el que un evento o condición indiquen que el pago ocurrirá. Para el cálculo del valor presente de los pagos, Ecopetrol utiliza la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de inicio del arrendamiento. El valor en libros de los pasivos se vuelve a medir si hay un cambio en el plazo, en los pagos fijos o en la evaluación para comprar el activo subyacente.

Arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor

Ecopetrol aplica la exención de reconocimiento a sus arrendamientos para los contratos que tienen un plazo de ejecución de 12 meses o menos a partir de la fecha de inicio y no contienen una opción de compra y los contratos en los cuales el activo subyacente se considera de bajo valor. Para estos arrendamientos, la Compañía reconoce los pagos de arrendamiento como un gasto operativo de forma lineal durante el plazo del arrendamiento, a menos que otra base sistemática sea más representativa del patrón temporal en el que se consumen los beneficios económicos de los activos arrendados.

Contratos de asociación (JOA)

En los contratos de asociación JOA se analiza quien controla el uso del activo y de acuerdo con ello se determina el método de reconocimiento de los derechos de uso. Si quien controla el uso del activo es el operador, este deberá reconocer en sus estados financieros el 100% del derecho. Si quien controla es el JOA, se analiza si el contrato cumple con las características de un subarrendamiento, y en ese caso cada parte deberá reconocer proporcionalmente a su participación el derecho de uso. Ecopetrol reconoce al 100% los derechos de uso en los contratos de asociación (JOA) en los que participa como operador.

4.11 *Impairment* (recuperación) del valor de los activos de largo plazo

Con el fin de evaluar si los activos tangibles e intangibles están deteriorados, La Compañía compara el valor en libros de estos con el importe recuperable por lo menos anualmente, para identificar indicios de que algún activo pudiera estar deteriorado.

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

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

El valor razonable menos los costos de disposición, se determina como la suma de los flujos de caja futuros descontados, ajustados al riesgo estimado. Las estimaciones de los flujos de caja futuros se realizan con proyecciones de los precios de los productos básicos, estimaciones de la oferta y la demanda y los márgenes de los productos.

El valor razonable menos los costos de disposición, descrito arriba, es comparado con múltiplos de valoración y precios de cotización de las acciones en empresas comparables a Ecopetrol S.A., con el objetivo de determinar si es razonable. En el caso de los activos o UGEs que participan en la evaluación y exploración de reservas, se consideran reservas probadas, probables y posibles, con un factor de riesgo asociado a las mismas.

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

4.12 Provisiones y pasivos contingentes

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

Si el efecto del valor temporal del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones son descontadas utilizando una tasa actual de mercado antes de impuestos que refleje, cuando corresponda, los riesgos específicos del pasivo. Cuando se reconoce el descuento, el aumento de la provisión se reconoce como gasto financiero en el estado de ganancias y pérdidas separado.

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

El reconocimiento de estas provisiones coincide con la identificación de una obligación relacionada con remediación ambiental y la Compañía utiliza toda la información disponible para determinar un estimado razonable de su respectivo costo.

Un pasivo contingente es: (a) una posible obligación que surge de sucesos pasados y cuya existencia se confirmará únicamente por la ocurrencia o no ocurrencia de uno o más sucesos futuros inciertos que no están enteramente bajo el control de la entidad; o (b) una obligación presente que surge de sucesos pasados, pero que no se reconoce porque: (i) no es probable que se requiera una salida de recursos que incorporen beneficios económicos para liquidar la obligación; o (ii) el importe de la obligación no puede medirse con suficiente fiabilidad.

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea

prácticamente cierto. El importe reconocido para el activo no debe exceder el importe de la provisión

Obligación de retiro de activos

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

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

El valor en libros de la provisión es revisado y ajustado anualmente considerando cambios en las variables utilizadas para su estimación, utilizando una tasa libre de riesgo ajustada por una prima que refleja el riesgo y calificación crediticia de la compañía bajo las condiciones actuales de mercado. Cualquier cambio en el valor presente del gasto estimado (tanto en flujos nominales como tasa de descuento), debido a un cambio en la salida estimada de recursos que incorporan beneficios económicos o un cambio en la tasa de descuento actual basada en el mercado, se refleja como un ajuste a la provisión y su correspondiente propiedad, planta y equipo o recursos naturales y ambientales. Cuando se presenta una disminución en la obligación de retiro de activos relacionada con un activo productivo, debido a cambios en el valor actual del gasto estimado, que excede el valor en libros del activo, el exceso se reconoce en el estado de ganancias y pérdidas consolidado. El costo financiero de actualización de estos pasivos es reconocido en el resultado del año, como gasto financiero.

4.13 Impuesto a las ganancias y otros impuestos

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

El impuesto a las ganancias es registrado en resultados, excepto cuando estén relacionados con partidas reconocidas en otros resultados integrales, en cuyo caso el impuesto es registrado en el otro resultado integral. Los activos y pasivos por impuestos son presentados de manera separada en los estados de situación financiera separados, excepto cuando exista un derecho de compensación dentro de las jurisdicciones fiscales y la 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 ganancias y pérdidas separado, 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 separados y sus bases impositivas respectivas. Se reconoce un pasivo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias impositivas. Se reconoce un activo por impuesto diferido para todas las diferencias temporarias deducibles y para todas las pérdidas fiscales a amortizar, en la medida en que exista una expectativa razonable de que La Compañía tendrá ganancias fiscales futuras con las que pueda compensar dichas diferencias temporales.

Los impuestos diferidos sobre los activos y pasivos se calculan sobre la base de las tasas impositivas que se esperan aplicar durante los años en los que se reviertan las diferencias temporales entre los importes en libros y las bases impositivas considerando la legislación fiscal promulgada o sustancialmente promulgada en el momento de la medición.

El valor en libros de los activos por impuestos diferidos está sujeto a revisión al final de cada período de presentación y se disminuye en la medida en que se estima probable que no habrá suficientes ganancias fiscales futuras para realizar el activo en términos individuales para cada entidad que tributa en Colombia.

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

Los impuestos diferidos no se reconocen cuando surgen en el reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción (excepto en una combinación de negocios) y por tanto, en el momento de la transacción, no afecta la utilidad contable o fiscal y que, en el momento de la transacción, no dé lugar a una diferencia temporaria igual, imponible y deducible. Tampoco se reconocen sobre la posible distribución futura de utilidades acumuladas de inversiones en subsidiarias, asociadas, negocios conjuntos y participaciones en acuerdos conjuntos, excepto en la medida en que la Compañía sea capaz de controlar el momento de la reversión de la diferencia temporaria, y sea probable que la diferencia temporaria no se revierta en el futuro previsible.

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.

4.14 Beneficios a empleados

El régimen salarial y prestacional para el personal de Ecopetrol se rige por la Convención Colectiva de Trabajo (Acuerdo 01 de 1977) y, en su defecto, por el Código Sustantivo de Trabajo. Además de beneficios determinados por la legislación laboral, 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.

Los beneficios a empleados se dividen en cuatro grupos así:

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

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

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

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

b) Beneficios a empleados post-empleo por beneficios definidos

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

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

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

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

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

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

Al determinar la tasa de descuento apropiada, ante la ausencia de un amplio mercado de bonos de alta calidad, la Gerencia considera las tasas de interés correspondientes a los bonos TES clase B negociables emitidos por el Gobierno Colombiano como su mejor referencia a una tasa de descuento apropiada con vencimientos extrapolados en línea con el plazo de duración esperado para cada plan de beneficios. El índice de mortalidad se basa en las tablas de mortalidad del país en particular, de las cuales su última versión es la tabla RV08 publicada en la resolución 1555 de octubre de 2010. Los incrementos futuros de salarios y pensiones se vinculan con los índices de inflación futuros esperados para cada país. La Nota 21 – Provisiones por beneficios a empleados provee más detalles sobre los supuestos claves utilizados.

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

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

(a) Otros beneficios a largo plazo

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

(b) Beneficios por terminación

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

4.15 Reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes

El negocio de la Compañía se fundamenta en cuatro fuentes principales de ingresos de contratos con clientes: 1) venta de crudo y gas, 2) servicios de la operación y 3) venta de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles. Estas fuentes de ingresos obedecen a modalidades de contratos tales como suministro de productos, nominaciones y órdenes de venta. El ingreso de contratos con clientes generado es reconocido cuando el control de los bienes o servicios son transferidos al cliente en un valor que refleje la contraprestación que la Compañía espera recibir a cambio de tales productos o servicios. (Ver nota 7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar y nota 24. Ingresos provenientes de contratos con clientes)

Venta de crudo y gas

Los ingresos por las ventas de petróleo crudo y gas se reconocen en el momento de la transferencia de dominio al comprador, esto generalmente ocurre cuando los productos son físicamente entregados a través de carrotaques, ductos u otros métodos de entrega considerando sus riesgos y beneficios, tales como la transferencia legal del título, considerando sus riesgos y beneficios, en cumplimiento con las obligaciones de desempeño que tiene la Compañía con sus clientes.

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

Los contratos take or pay de venta de gas especifican cantidades mínimas de producto que pagará un cliente, incluso si este no los recibe o los usa. Para algunos contratos de suministro de gas con periodo de reposición, se discrimina entre las cantidades de gas consumidas y no consumidas, para reconocer el respectivo ingreso o pasivo por las cantidades que se solicitarán a futuro. Una vez el cliente reclame este gas, se reconoce el ingreso.

Servicios de la operación

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

Productos refinados, petroquímicos y biocombustibles

En el caso de productos refinados, petroquímicos y biocombustibles, tales como combustóleos, asfaltos, polietilenos, G.L.P. y propanos y gasolinas entre otros, los ingresos se reconocen cuando los productos son despachados y entregados por la refinería; posteriormente, son ajustados por cambio de precios, en el caso de productos con precios regulados.

En los demás casos, la Compañía reconoce los ingresos en el momento en que se satisface la obligación de desempeño y nace el derecho cierto, probable y cuantificable de exigir su pago. En cumplimiento con la normatividad local vigente, la Compañía 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 S.A. 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 Ecopetrol S.A. 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 sus modificaciones vigentes 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.

De acuerdo con los perfiles de riesgo, la Compañía maneja sistemas de pago anticipado para algunos de sus contratos con clientes.

Componente financiero significativo

Generalmente los pagos recibidos de clientes son en el corto plazo. Haciendo uso de la solución práctica de la NIIF 15 – Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes, la Compañía no ajusta el valor comprometido como contraprestación para dar cuenta de los efectos de un componente de financiación si se espera, al comienzo del contrato, que el periodo entre el momento en que se transfiere el bien o servicio comprometido al cliente y el momento en que el cliente paga por ese bien o servicio sea de un año o menos.

Consideraciones variables

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

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

Consideraciones no monetarias

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

Anticipos de clientes

Corresponden a obligaciones contractuales en las cuales la Compañía recibe recursos monetarios de clientes para efectuar posteriormente la transferencia de los bienes y servicios. Estos anticipos realizados por los clientes hacen parte de las políticas y evaluación de riesgo de crédito definidas por la Compañía y se reconocen como pasivo hasta que se cumpla la obligación de desempeño con el cliente.

4.16 Costos y gastos

Los costos y gastos se presentan de acuerdo con su 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 financiaciones, excepto los que son capitalizados como parte del costo del activo, b) valoración de ganancias y pérdidas de instrumentos financieros medidos a valor razonable con cambio a resultados, c) diferencias en cambio de activos y pasivos monetarios, excepto los instrumentos de deuda designados como instrumento de cobertura, y d) gastos por actualización financiera de pasivos a largo plazo (costos de abandono y pasivo pensional).

5. Nuevos estándares y cambios normativos

5.1 Nuevos estándares emitidos por el IASB efectivos a partir de 1 de enero de 2025

Enmienda a la NIC 21 - Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera. La enmienda establece criterios que permitan evaluar si una moneda es intercambiable y conocer cuándo no lo es, de manera que puedan determinar el tipo de cambio a utilizar y las revelaciones a proporcionar. La vigencia aplica para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025, estuvo en discusión pública entre julio y septiembre de 2025 y el Consejo Técnico de la Contaduría Pública recomendó su adopción para ser incluida en la normatividad colombiana mediante un decreto pendiente de expedición.

A la fecha, este estándar no ha generado impactos materiales para la Compañía.

5.2 Nuevos estándares emitidos por el IASB efectivos a partir de 1 de enero de 2024

El IASB emitió enmiendas a las siguientes normas, las cuales fueron recogidas en el Decreto 938 de agosto 19 de 2021 con aplicación a partir del 1° de enero de 2024:

- Modificación a la NIC 1 - Clasificaciones de Pasivos como Corrientes o No Corrientes, modifica el requerimiento para clasificar un pasivo como corriente, al establecer que un pasivo se clasifica como corriente cuando no tiene el derecho al final del periodo sobre el que se informa de aplazar la liquidación del pasivo durante, al menos, los doce meses siguientes a la fecha del periodo sobre el que se informa.
- Enmiendas a la NIC 12 - Impuestos: En mayo de 2023 el IASB emitió la enmienda que brinda a las empresas una exención temporal de la contabilidad de los impuestos diferidos que surgen de la reforma fiscal internacional de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) en las que publicó las reglas para garantizar que las grandes empresas multinacionales estarían sujetas a una tasa impositiva mínima del 15%. Esta enmienda estuvo en discusión pública entre julio y septiembre de 2025 y el Consejo Técnico de la Contaduría Pública recomendó su adopción para ser incluida en la normatividad colombiana mediante un decreto pendiente de expedición. No se espera que la adopción de esta enmienda genere un impacto material en la revelación de información en los estados financieros.
- La NIIF 17 Contratos de seguros proporciona un nuevo modelo general para la contabilización de contratos combinando una medición del balance actual de los contratos de seguros con el reconocimiento de ganancias durante el período en que se prestan los servicios. El modelo general de la norma exige que los pasivos por contratos de seguros se midan utilizando estimaciones actuales ponderadas de probabilidad de flujos de efectivo futuros, un ajuste por riesgo y un margen de servicio contractual que representa la ganancia esperada del cumplimiento de los contratos. Los efectos de los cambios en las estimaciones de los flujos de efectivo futuros y el ajuste del riesgo relacionado con los servicios futuros se reconocen durante el período en que se prestan los servicios y no inmediatamente en resultados.
- NIIF 17 fue introducida en el marco contable colombiano mediante el Decreto 1271 de 2024 del Ministerio de Comercio Industria y Turismo y la Resolución 441 de la Contaduría General de la Nación para ser aplicado a

partir del 1 de enero de 2027, sin embargo, la Contaduría General de la Nación permitió la adopción de manera voluntaria y anticipada para las entidades que no son vigiladas por la Superintendencia Financiera de Colombia a partir del año 2024.

- La NIIF 17 sustituye a la NIIF 4 - Contratos de seguros y fue efectiva para las filiales Black Gold Re y Linear Systems Re Ltd. para el período de información financiera que comenzó el 1 de enero de 2024. El resultado de la implementación de esta norma no tuvo un impacto material en los estados financieros, dado que la mayoría de los contratos de seguros que tiene son de corto plazo y serán manejados por la metodología PPA – Simplificado de asignación de primas.

A la fecha, estos estándares no han generado impactos materiales para la Compañía.

5.3 Nuevos estándares emitidos por el IASB que empezarán a regir en períodos futuros

- La NIIF 18 “Presentación e información a revelar en los estados financieros”, sustituirá la NIC 1, “Presentación de estados financieros”, y entrará en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, pero las empresas pueden aplicarla de forma anticipada. La NIIF 18 introduce varios requisitos nuevos entre los que se incluyen: 1) clasificar todos los ingresos y gastos en el estado de resultados en una de cinco categorías y presentar dos nuevos subtotales obligatorios, 2) utilizar el subtotal de utilidad operativa como punto de partida del método indirecto en el estado de flujos de efectivo, 3) clasificación de los intereses pagados/recibidos y dividendos recibidos en el estado de flujos de efectivo de tal manera que los cobros de intereses y los dividendos se incluyan en las actividades de inversión y los intereses pagados como flujos de efectivo de financiamiento; 4) revelar las “Medidas de desempeño” definidas por la gerencia en una sola nota a los estados financieros; y 5) guía mejorada sobre la agregación de información a través de todos los estados financieros primarios y las notas. Esta nueva norma es efectiva a nivel internacional para los ejercicios anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Así mismo, la norma permite su aplicación anticipada. La evaluación del efecto de adoptar la NIIF 18 en el Grupo Ecopetrol está en proceso, y se anticipa que esta norma tendrá un impacto significativo en la presentación de los estados financieros y las revelaciones relacionadas.

La Compañía se encuentra en proceso de evaluar los impactos a nivel de presentación de sus estados financieros con la implementación de esta norma.

- Emisión de la NIIF 19 – Subsidiarias que no son de interés público: información a revelar, esta nueva norma permite a las subsidiarias revelar información reducida, en lugar de revelar información de acuerdo con otras NIIF. La aplicación de esta norma reducirá los costos de preparación de los estados financieros de las subsidiarias, manteniendo al mismo tiempo la utilidad de la información para los usuarios de sus estados financieros.
- Enmiendas de alcance limitado de la NIIF 7 y NIIF 9: estas enmiendas mejorarán la coherencia y comprensión de los requisitos contables al clarificar términos y procedimientos, introducir requisitos de divulgación detallados y permitir la aplicación anticipada flexible, lo que reducirá la diversidad en la práctica contable y aumentará la transparencia y consistencia de la información financiera. Enmiendas vigentes desde el 01 de enero de 2026 y la aplicación temprana es permitida. Estas enmiendas incluyen aclaraciones como la clasificación de los activos financieros con características ambientales, sociales y de gobernanza (ESG) y similares y criterios específicos para definir en qué momento se cancela el pasivo financiero en la contabilidad al efectuarse el pago de manera electrónica. Esta enmienda entrará en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026.
- Volumen 11 de las mejoras anuales aplicadas a las NIIF. El documento incluye aclaraciones, simplificaciones, correcciones y cambios destinados a mejorar la coherencia de los siguientes estándares:

NIIF 1 – Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera

NIIF 7 – Instrumentos financieros: información a revelar
NIIF 9 – Instrumentos financieros
NIIF 10 – Estados financieros consolidados
NIC 7 – Estado de flujos de efectivo
Los anteriores pronunciamientos realizados por el IASB han iniciado el proceso determinado en el Consejo Técnico de la Contaduría Pública y el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo para ser incluidos en la normatividad colombiana mediante decreto próximamente.

A la fecha, la Compañía se encuentra en proceso de evaluar los impactos materiales en sus cifras a causa de la implementación de estos estándares.

5.4 Nuevos estándares emitidos por el ISSB que entrarán vigentes en períodos futuros

El Comité Internacional de Estándares de Sostenibilidad (ISSB) por sus siglas en inglés, en septiembre de 2023 generó las primeras normas internacionales de sostenibilidad y clima: NIIF S1 - Requerimientos generales para la información a revelar sobre sostenibilidad relacionada con la información financiera y la NIIF S2 - Información a revelar relacionada con el clima. Estas normas tienen como objeto que las entidades revelen información acerca de sus riesgos y oportunidades relacionados con la sostenibilidad y el clima que sean útiles para los usuarios primarios de la información financiera para la toma de decisiones. De acuerdo con el ISSB una entidad aplicará estos estándares para reportes de períodos anuales que comiencen a partir del 1° de enero de 2024, sin embargo, en Colombia aún no son obligatorios. El Grupo Ecopetrol inició a partir de agosto de 2023 con la validación y entendimiento de la nueva normativa correspondiente, identificando la información solicitada en la norma en sus diferentes pilares (Gobernanza, Estrategia, Riesgos y Métricas y Objetivos) versus la información ya contenida en los reportes ESG adoptados por el GEE para así trazar la hoja de ruta para su implementación. Así mismo, el Grupo Ecopetrol se encuentra atento a las directrices que el país genere frente a dicha normatividad por intermedio del Consejo Técnico de la Contaduría Pública y los comités creados de sostenibilidad.

La Compañía se encuentra en proceso de evaluación de esta norma.

6. Efectivo y equivalentes de efectivo

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Bancos y corporaciones	2,758	4,103
Inversiones financieras de corto plazo	38	38
	<u>2,796</u>	<u>4,141</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. Los equivalentes de efectivo son convertibles a una cantidad conocida de efectivo y están sujetos a un riesgo insignificante de cambios en su valor.

La rentabilidad acumulada de los bancos y corporaciones en pesos colombianos y dólares al 31 de diciembre de 2024 fue de 8.13% (2024 – 10.05%) y 3.84% (2024 – 5.05%), respectivamente. Así mismo, para las inversiones financieras de corto plazo en pesos colombianos y dólares, la rentabilidad fue de 6.25% (2024 – 10.34%) y 4% (2024 - 5.62%), respectivamente.

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 ningún recurso del efectivo y equivalentes de efectivo se encontraba restringido.

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

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
AA	1,005	124
A+	962	1,791
AAA	778	1,525
P AAA	38	38
A	12	661
Sin calificación disponible	1	2
	2,796	4,141

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.7.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Corriente		
Partes relacionadas (Nota 30)	5,583	5,855
Fondo de estabilización de precios (1)	2,432	5,961
Clientes		
Nacionales	1,085	1,110
Exterior	7	375
Cuentas por cobrar a empleados	93	87
Servicios industriales	15	69
Deudores varios	281	177
	9,496	13,634
No corriente		
Cuentas por cobrar a empleados	685	594
Deudores varios	234	237
Provisión para pérdidas esperadas	(234)	(237)
	685	594

(1) Corresponde al saldo por cobrar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público en relación con el Fondo de Estabilización de Precios a los Combustibles – FEPC, el cual fue creado por el Gobierno Nacional para amortiguar las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo y sus derivados, como la gasolina motor y el diésel o ACPM. Su objetivo principal es evitar que los aumentos drásticos en los precios internacionales se transmitan directamente al consumidor final. El monto es la estimación establecida de acuerdo con la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014, Decreto 1068 de 2015 y Resolución 40736 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo).

El movimiento de la cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público por el FEPC es el siguiente:

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Saldo inicial	5,961	16,440
Liquidaciones del periodo (Nota 24)	2,325	5,886
Movilizaciones y otros	142	85
Recaudos (a)	(5,996)	(16,450)
Saldo final	2,432	5,961

- (a) Al 31 de diciembre de 2025, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público realizó pagos por \$5,996, correspondientes a los saldos causados en el 2024.

El valor contable de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar se aproxima a su valor razonable. El reconocimiento inicial y posterior de este tipo de instrumentos financieros se detalla en la política contable de la Compañía en la Nota 4.1- Instrumentos Financieros.

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

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Saldo inicial	(237)	(244)
Recuperaciones	(3)	(4)
Castigos y utilizaciones	6	11
Saldo final	(234)	(237)

8. Inventarios

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Crudo	2,370	3,053
Combustibles y petroquímicos	1,653	2,074
Materiales para producción de bienes	1,806	1,806
	5,829	6,933

El siguiente es el movimiento de la provisión de inventarios:

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Saldo inicial	38	27
Adiciones	8	25
Otros movimientos	(4)	(14)
Saldo final	42	38

Los inventarios de crudo, combustibles y petroquímicos se ajustan al menor entre el costo y el valor neto de realización, producto de las fluctuaciones de los precios internacionales del crudo.

9. Otros activos financieros

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Activos financieros medidos a valor razonable con cambio en resultados		
Inversiones en títulos en compañías del grupo (1) (Nota 30)	1,487	1,266
Portafolio de inversiones - Moneda nacional (2)	838	18
Activos financieros derivados (3)	92	-
Portafolio de inversiones - Moneda extranjera	4	4
Activos financieros medidos a valor razonable con cambio en otros resultados integrales		
Portafolio de inversiones - Moneda nacional (4)	-	2,677
	2,421	3,965
Activos medidos a costo amortizado	4	4
	2,425	3,969
Corriente	2,349	1,274
No corriente	76	2,695
	2,425	3,969

- 1) Corresponde a recursos invertidos en depósitos de corto plazo en Ecopetrol Capital AG denominados en dólares.
- 2) Corresponde a títulos del Gobierno Nacional TES para atender necesidades de liquidez.
- 3) Corresponde a opciones put con fines de cobertura de flujo de efectivo.
- 4) Corresponde a títulos del Gobierno Nacional TES, cuyo modelo de negocio de la Compañía genera un reconocimiento de su valoración a valor razonable con cambios en otros resultados integrales. La variación presentada corresponde a la venta de títulos en el portafolio, conforme a las necesidades de liquidez.

La rentabilidad del portafolio de inversiones en pesos colombianos y dólares al 31 de diciembre de 2025 fue de 6.25% (2024 - 10.24%) y 4% (2024 - 5.62%), respectivamente.

La medición a valor razonable es reconocida contra otros resultados integrales o resultado financiero (Nota 28), conforme al modelo de negocio establecido por el Grupo Ecopetrol.

Los títulos del portafolio de la Compañía 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 Precia, entidad autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para la prestación de este servicio.

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

9.1 Restricciones

A 31 de diciembre de 2025 y 2024 ningún recurso del portafolio de inversiones se encontraba restringido.

9.2 Vencimientos

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
<= 1 año	2,349	1,274
1 - 2 años	11	559
2 - 5 años	-	14
> 5 años (1)	65	2,122
	2,425	3,969

(1) En 2024 corresponde principalmente a vencimientos de TES del Gobierno Nacional.

9.3 Valor razonable

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Nivel 1	55	2,681
Nivel 2	2,366	1,284
	2,421	3,965

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

9.4 Calificación crediticia

La siguiente tabla refleja la calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con los otros activos financieros:

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
BB	1,554	-
A-1	763	-
AAA	9	14
F1+	4	4
BB+	-	3,947
Otras calificaciones	95	4
	2,425	3,969

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 29.7.

10. Impuestos

10.1 Activos y pasivos por impuestos corrientes

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Activos por impuestos corrientes		
Saldo a favor en impuestos	5,189	4,940
Impuesto a las ganancias (1)	3,756	2,939
Anticipos y otros impuestos	2,002	1,864
	10,947	9,743
Activos por impuestos no corrientes		
Impuesto diferido (2)	3,410	9,535
	3,410	9,535
Pasivos por impuestos corrientes		
Impuesto a las ganancias	154	206
Impuesto nacional y sobretasa a la gasolina	136	150
Impuesto de industria y comercio	332	351
Impuesto al carbono	78	73
Otros impuestos	203	51
	903	831
Pasivos por impuestos no corrientes		
Impuesto diferido	381	374
Impuesto a las ganancias	168	150
	549	524

(1) Corresponde al saldo a favor del impuesto sobre la renta generado principalmente por una menor utilidad generada por los menores precios promedio de la canasta de crudos, gas natural y productos.

(2) La variación corresponde principalmente al efecto de la revaluación de la tasa representativa de mercado que afecta la diferencia en cambio de las obligaciones financieras en dólares.

10.2 Impuesto a las ganancias

De conformidad con la Ley 2010/2019, la Ley 2155/2021 y la Ley 2277/2022 las disposiciones fiscales aplicables en Colombia para los años gravables 2025 y 2024, respectivamente son:

- La tarifa general del impuesto sobre la renta aplicable para sociedades nacionales, establecimientos permanentes y entidades extranjeras será del 35% para el año 2022 y siguientes.
- **Puntos adicionales en la tarifa del impuesto sobre la renta:** Se deberán adicionar a la tarifa general del impuesto sobre la renta unos puntos adicionales que se calcularán tomando como referencia el precio promedio Brent de los últimos 10 años, los cuales se actualizarán por el índice de inflación de los Estados Unidos para actualizarlos a valores constantes. Sobre estos mismos se determinan los percentiles que dan origen a la adición de los puntos adicionales a la tarifa general como se indica a continuación:

< percentil 30	0%
> = al percentil 30 y < a percentil 45	5%
> = al percentil 45 y < a percentil 60	10%
> = a percentil 60	15%

- A partir del año 2021, la tarifa aplicable para efectos de calcular el impuesto sobre la renta bajo el sistema de renta presuntiva será del 0%.

- 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 Ley 1819 de 2016; por otra parte, la amortización de las inversiones petrolíferas se reconoce con base en unidades técnicas de producción, tal y como se hace contablemente.
- Los gastos de adquisición de derechos de exploración, geología y geofísica, perforaciones exploratorias, entre otros, son capitalizables hasta que se determine la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer el recurso.
- Las fluctuaciones de las partidas expresadas en moneda extranjera sólo tendrán efectos fiscales en el momento de la enajenación o abono en el caso de los activos, o liquidación o pago parcial en el caso de los pasivos.
- Las pérdidas fiscales generadas a partir del 1 de enero de 2017 se podrán compensar con las rentas líquidas generadas en los siguientes 12 años gravables.

Firmeza de las declaraciones del impuesto sobre la renta y CREE

Las declaraciones del impuesto sobre la renta de 2015, 2017, 2018, 2019, 2020, 2023 y 2024 y la declaración del impuesto para la renta y equidad CREE de 2015 se encuentra sujeta a aceptación y revisión por parte de la autoridad tributaria; 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. Las declaraciones de renta del 2021 y 2022 se encuentran en firme, dado que cumplen con los requisitos exigidos para acogerse al beneficio de auditoría contemplado en el artículo 689-3 del Estatuto Tributario.

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 S.A., por estar sujeto al cumplimiento de las reglas de precios de transferencia, el término de firmeza es de 6 años. Sin embargo, la Ley 1010 de 2019 estableció que este término será de 5 años, para las declaraciones que se presenten a partir del 1 de enero de 2020.

Con relación a las declaraciones que presentan saldos a favor, el plazo de firmeza es de tres años a partir de la fecha de la solicitud de devolución o compensación. Sin embargo, este término varía si el contribuyente está sujeto a condiciones especiales de firmeza, como las relacionadas con los precios de transferencia mencionados anteriormente.

A partir del año 2020, las declaraciones de impuestos que presenten pérdidas fiscales pueden ser revisadas por las autoridades de impuestos dentro de los 5 años siguientes a la fecha de presentación y/o corrección.

Gasto por impuesto a las ganancias

Ecopetrol S.A. calcula el gasto por impuesto a las ganancias aplicando la tasa impositiva que sería aplicable a las utilidades anuales totales esperadas. Los principales componentes del gasto por impuesto a las ganancias en el estado de ganancias y pérdidas intermedio condensado separado son:

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Gasto por impuesto corriente	(1,464)	(4,322)
Gasto por impuesto diferido	539	(1,645)
Corriente y Diferido - ejercicios anteriores	28	5
	<u>(897)</u>	<u>(5,962)</u>

La variación en el gasto por impuesto a las ganancias al 31 de diciembre de 2025, en comparación con el mismo periodo de 2024, se debe principalmente a una menor utilidad generada por los menores precios promedio de la canasta de crudos, gas natural y productos y al ajuste en las proyecciones para el cálculo de la sobretasa para los años siguientes.

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 es la siguiente:

	Por los años terminados el 31 de diciembre de	
	2025	2024
Utilidad antes de impuestos	9,926	20,896
Tasa de renta nominal	35%	35%
Impuesto a las ganancias a tasa nominal	(3,474)	(7,314)
Ajustes para el cálculo de la tasa efectiva:		
Método de participación en compañías	2,467	2,972
Deducciones fiscales	15	24
Aplicación tarifa ganancia ocasional	9	7
Gastos de renta años anteriores	28	5
Ingresos no gravados	(1)	3
Gastos no deducibles	(108)	(156)
Diferencial de tasa por reforma tributaria	200	(1,484)
Otros	(33)	(19)
Impuesto a las ganancias calculado	897	(5,962)
Corriente	1,436	(4,317)
Diferido	(539)	(1,645)
	897	(5,962)

La tasa efectiva de tributación al 31 de diciembre de 2025 calculada antes de impuestos y de la participación en las utilidades de las compañías del Grupo Empresarial, asociadas y negocios conjuntos es de 31.19% (2024 – 48.05%). La variación de la tasa frente al periodo anterior se debe principalmente a una menor utilidad generada por los menores precios promedio de la canasta de crudos, gas natural y productos, al ajuste en las proyecciones para el cálculo de la sobretasa para los años siguientes, la sobretasa fue del 0% para 2025 en comparación de un 10% para el año 2024, entre otros.

Impuesto diferido

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Activo por impuesto diferido (1)	3,410	9,535
Pasivo por impuesto diferido	(381)	(374)
	3,029	9,161

- (1) La variación corresponde principalmente al efecto de la realización de la diferencia en cambio de las obligaciones financieras en dólares, la actualización del cálculo actuarial, las variaciones en las coberturas por inversión neta, variaciones en los elementos para calcular el valor presente de los costos técnicos de la provisión de abandono, la actualización del cálculo de las sobretasas proyectadas y el efecto de la adquisición del 45% del bloque CPO09, entre otros.

Las proyecciones financieras de la Compañía permiten deducir que a futuro se generarán suficientes utilidades que permitirán la recuperabilidad del impuesto diferido activo.

Notas a los estados financieros separados

31 de diciembre de 2025

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

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

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Impuesto diferido activo		
Provisiones (2)	5,792	4,587
Beneficios a empleados (3)	1,131	2,822
Cuentas por cobrar	178	153
Inventarios	32	37
Inversiones e instrumentos derivados	29	140
Activos intangibles	19	8
Cuentas por pagar	(29)	15
Otros activos	(29)	(21)
Cargos diferidos	(175)	(165)
Goodwill	(407)	(411)
Préstamos por pagar (1)	(620)	4,825
Propiedades, planta y equipo (4)	(377)	12
Activos por derecho de uso	(939)	(1,041)
Recursos naturales y del medio ambiente (5)	(1,195)	(1,426)
	3,410	9,535
	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Impuesto diferido pasivo		
Inversiones e instrumentos derivados	(161)	(161)
Propiedades, planta y equipo (5)	(220)	(213)
	(381)	(374)

- 1) La variación corresponde principalmente al efecto de la actualización por la diferencia en cambio de las obligaciones financieras.
- 2) Corresponde principalmente a las variaciones en los elementos para calcular el valor presente de los costos técnicos de la provisión de abandono y la actualización de las tarifas de la sobretasa.
- 3) La variación corresponde principalmente a la actualización de los cálculos actuariales por salud, pensiones de jubilación, educación, bonos pensionales y otros beneficios a empleados a largo plazo.
- 4) La variación corresponde principalmente a la actualización de costos de abandono.
- 5) La variación se presenta principalmente por la actualización de la provisión de abandono

Los movimientos del impuesto diferido activo y pasivo a las ganancias por el periodo terminado el 31 de diciembre son los siguientes:

	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025	2024
Saldo inicial	9,161	6,648
Impuesto diferido reconocido en el resultado del periodo	539	(1,645)
Impuesto diferido reconocido otros resultados integrales (a)	(6,579)	4,168
Otros	(92)	(10)
Saldo final	3,029	9,161

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

Notas a los estados financieros separados 31 de diciembre de 2025

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

A 31 de diciembre de 2025

	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	4,199	(1,880)	2,319
Cobertura de flujo de efectivo instrumentos derivados y valoración de instrumentos financieros	87	(31)	56
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	4,614	(1,775)	2,839
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	6,427	(2,893)	3,534
	<u>15,327</u>	<u>(6,579)</u>	<u>8,748</u>

A 31 de diciembre de 2024

	Base	Impuesto diferido	Total
Ganancias actuariales sobre beneficios a empleados	1,563	(384)	1,179
Cobertura de flujo de efectivo instrumentos derivados y valoración de instrumentos financieros	(246)	98	(148)
Cobertura de flujo de efectivo para exportaciones de crudo	(3,650)	1,472	(2,178)
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(6,112)	2,982	(3,130)
	<u>(8,445)</u>	<u>4,168</u>	<u>(4,277)</u>

Impuestos diferidos pasivos no reconocidos

Al 31 de diciembre de 2025, no se reconocen pasivos por impuesto diferido sobre la diferencia entre las bases contables y fiscales asociadas a las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos de la Compañía, Base: (\$13,719) - Impuesto: (\$2,058), 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 2025 y 2024, ya que estos fueron distribuidos en calidad de no gravados.

Tasa de Tributación Depurada

De conformidad con el numeral 2 del párrafo 6 del artículo 240 del Estatuto Tributario, los contribuyentes residentes fiscales en Colombia cuyos estados financieros sean objeto de consolidación, deberán efectuar el cálculo de la Tasa de Tributación Depurada de manera consolidada.

Para el año gravable 2025, de acuerdo con el cálculo realizado, la tasa mínima de tributación de las Compañías con residencia fiscal en Colombia del Grupo Empresarial Ecopetrol es superior al 15%. Dado lo anterior, la Compañía no reconoce un gasto adicional por este concepto.

Posiciones Fiscales Inciertas CINIIF 23

La Compañía tiene por estrategia no tomar decisiones fiscales con posiciones agresivas o riesgosas que puedan colocar en entredicho sus declaraciones tributarias, lo anterior con el fin de minimizar el riesgo de posibles cuestionamientos por parte de la autoridad tributaria.

Sobre aquellas posiciones inciertas en las cuales se ha considerado que pueda existir una eventual controversia con la autoridad tributaria y que conlleve un incremento en el impuesto sobre la renta, se ha establecido un umbral de éxito por CINIIF 23, que ha sido calculado en base a la normativa vigente y la opinión fiscal proporcionada por nuestros asesores fiscales.

Por lo tanto y de conformidad con la norma en mención, la Compañía considera que aquellas posiciones inciertas incluidas en la determinación del impuesto a las ganancias no afectarán el registro contemplado en sus estados financieros separados. No obstante, se continuará con el seguimiento permanente a la nueva normatividad y doctrina que emita la autoridad tributaria y demás entidades.

10.3 Otros impuestos

- Impuesto a los dividendos

Sobre las utilidades generadas a partir del año 2017, aplica a las personas naturales residentes, sociedades nacionales y entidades extranjeras el impuesto a los dividendos.

La ley 1943 de 2018 estableció que, a partir del 1 de enero de 2019 los dividendos y participaciones pagados o abonados en cuenta provenientes de distribuciones de utilidades que hubieren sido consideradas como ingreso no constitutivo de renta ni ganancia ocasional entre compañías colombianas, están sometidos a una retención en la fuente a título del impuesto a los dividendos a una tarifa del 10% a partir del año 2023, según la Ley 2277 de 2023. Esta retención es trasladable al beneficiario final, entidad del exterior o persona natural residente fiscal en Colombia. De otra parte, si las utilidades con cargo a las cuales se distribuyeron los dividendos no estuvieron sujetas a imposición al nivel de la sociedad, dichos dividendos están gravados con el impuesto sobre la renta aplicable en el período de distribución. En este supuesto, la retención del 10% aplicará sobre el valor del dividendo una vez disminuido con el impuesto sobre la renta (35% para el año 2023).

Los dividendos no gravados que recibirá la Compañía no estarán sujetos a retención en la fuente por expresa disposición de la norma la cual señala que los dividendos distribuidos dentro de los grupos empresariales debidamente registrados ante la Cámara de Comercio, a entidades descentralizadas o Compañías Holding Colombianas, no estarán sujetos a la retención en la fuente por este concepto.

- 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 jurisdicciones no cooperantes de baja o nula imposición, están obligados a determinar para efectos del impuesto de renta y complementarios sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con o entre no vinculados económicamente.

La Compañía presentó en el año 2025 la información de precios de transferencia del año 2024 correspondiente a la declaración informativa, la documentación comprobatoria, el reporte país por país y el archivo maestro, de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

Para el año gravable 2024, 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 2024, que impliquen modificaciones en la provisión de renta del mismo año.

Impuesto sobre las ventas

En materia de impuesto sobre las ventas se excluyó de la base para liquidar el IVA en las importaciones de bienes desde Zona Franca, aquellos elementos (servicios o materia prima) sobre los que el usuario de zona franca ya hubiere pagado IVA. Se revive el artículo 491 del Estatuto Tributario, que prohíbe expresamente la posibilidad de tomar como impuesto descontable el IVA pagado en la adquisición de activos fijos.

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

Tributario).

Procedimiento tributario

En materia de procedimiento existen modificaciones: (i) declaraciones de retención en la fuente que a pesar de ser ineficaces serán título ejecutivo, (ii) notificación electrónica de actos administrativos; y (iii) pago de glosas en pliego de cargos para evitar intereses moratorios y utilizar los corrientes más dos puntos; (iv) eliminación de extensión de la firmeza a tres (3) años adicionales por compensación de pérdidas fiscales y (v) frente a los años que se tiene obligación de cumplir con el régimen de precios de transferencia, el término de la firmeza será de 5 años.

De igual forma, se incluyó un beneficio de auditoría para los años gravables 2020 y 2021. En virtud de este beneficio, la liquidación privada de los contribuyentes del impuesto sobre la renta y complementarios que incrementen su impuesto neto de renta en por lo menos un porcentaje mínimo del 30%, en relación con el impuesto neto de renta del año inmediatamente anterior, quedará en firme dentro de los seis (6) meses siguientes a la fecha de su presentación si no se hubiere notificado emplazamiento para corregir o requerimiento especial o emplazamiento especial o liquidación provisional y, siempre que la declaración sea presentada en forma oportuna y el pago se realice en los plazos establecidos.

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

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

- **Ley 2155 del 14 de septiembre de 2021**

En términos generales esta ley incrementó la tarifa general del impuesto sobre la renta al 35% a partir del 1 de enero de 2022 y mantuvo el descuento del Impuesto de Industria y Comercio en el 50%. E introdujo otros cambios en impuesto al valor agregado y obligaciones de procedimiento tributario. Antes de la expedición de la norma en mención la tarifa de renta a partir del año 2022 era del 30% y el descuento del Impuesto de Industria y Comercio era del 100%.

Beneficio de auditoría: Para el año 2022 y 2023, la ley reduce el tiempo en el que las autoridades tributarias pueden auditar una declaración de renta, el cual pasa de 5 años a entre 6 a 12 meses, dependiendo si el ingreso neto aumentó al 35% o 25% respecto del declarado en el año inmediato anterior.

Mecanismo de Obras por Impuestos: Se amplían los supuestos bajo los cuales se podrá acceder al mecanismo de “obras por impuestos”, incluyendo aquellos territorios que no siendo ZOMAC, se encuentren en algunas de estas situaciones: (i) Presenten altos índices de pobreza, (ii) carezcan total o parcialmente de infraestructura para la provisión de servicios públicos domiciliarios, (iii) estén localizados en zonas no interconectadas y (iv) estén localizados en Áreas de Desarrollo Naranja (ADN).

Este mecanismo también será aplicable para aquellos proyectos declarados de importancia nacional que resulten estratégicos para la reactivación económica y/o social de la Nación, así no se encuentren en los anteriores territorios (sujeto a aprobación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público).

La ley 2277 de 2022 “Reforma tributaria para la igualdad y la justicia social”, otros asuntos

No deducibilidad de las regalías: Se restringe la deducibilidad de las regalías petroleras pagadas a la Nación por la explotación de recursos no renovables, indistintamente de la denominación del pago.

El 16 de noviembre de 2023, la Corte Constitucional emitió la sentencia C-489 en la cual determinó que las regalías son un costo deducible del impuesto sobre la renta.

En diciembre de 2023, el Ministerio de Minas y Energía y el de Hacienda y Crédito Público solicitaron a la Corte Constitucional la revisión de la sentencia emitida aduciendo un efecto de impacto fiscal y de nulidad de esta.

Mediante comunicado del 25 de julio de 2024, la Corte Constitucional negó el recurso de insistencia presentado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Por lo tanto, las regalías continúan siendo deducibles del impuesto sobre la renta.

Tarifa Zona Franca: La tarifa del impuesto sobre la renta y complementarios gravable aplicable a zonas francas costa afuera; usuarios industriales de zonas francas permanentes especiales de servicios portuarios, usuarios industriales de zona franca permanente especial, cuyo objeto social principal sea la refinación de combustibles derivados del petróleo o refinación de biocombustibles industriales; usuarios industriales de servicios que presten los servicios de logística del numeral 1 del artículo 3 de la Ley 1004 de 2005 y a usuarios operadores, será del 20%.

Tasa Mínima de Tributación: Se introduce una tasa mínima de tributación del 15% para los contribuyentes del impuesto sobre la renta. Esta tasa mínima se denomina Tasa de Tributación Depurada -TTD, y no podrá ser inferior al 15%. La TTD se determina de dividir el impuesto depurado (ID) sobre la utilidad depurada (UD). A su vez, se establecen los factores que componen el ID y la UD para delimitar su determinación. Si la TTD es inferior al 15%, ésta deberá ser ajustada para llegar al 15% mínimo.

Esta tributación mínima no aplica en varios casos, incluyendo personas jurídicas extranjeras sin residencia en el país; Zonas Económicas y Sociales Especiales -ZESE, durante el periodo que su tarifa del impuesto sobre la renta sea 0%; las ZOMAC; las rentas de servicios hoteleros sujetas a tarifa del 15%; les empresas editoriales con objeto social exclusivo de edición de libros; las empresas industriales y de economía mixta del estado con tarifa del 9%; y los contratos de concesión.

Es importante mencionar que, actualmente la IASB está analizando el mejor escenario frente al impacto del impuesto diferido producto de la tasa mínima de tributación, al respecto se encuentra en borrador y pendiente de aprobación una excepción al reconocimiento de cualquier impuesto diferido ajustado por esta tasa. Entre las razones por las cuales propone la exclusión de esta tasa adicional en el cálculo del diferido hay:

1. Sin mayor aclaración, las entidades podrían incurrir en costos significativos para determinar y aplicando sus propias interpretaciones de los requerimientos de la NIC 12, lo que podría resultar en diversidad en las entidades contables aplican y potencialmente dan como resultado información que no es útil para los inversionistas.
2. Además, hacer que la excepción sea obligatoria eliminaría el riesgo de que las entidades puedan inadvertidamente desarrollar políticas contables incompatibles con los principios y requisitos de la NIC 12.

Tributación de entidades no residentes con presencia económica significativa (PES) en Colombia: Los no residentes que vendan bienes y/o presten ciertos servicios digitales (listados en la norma) a personas ubicadas en Colombia, podrían tener un PES en el país y estarían sujetos a una retención en la fuente del 10%, o podrían optar por presentar declaración de renta y aplicar una tarifa del 3% sobre los ingresos brutos.

Existiría PES cuando el no residente (considerando también sus partes vinculadas):

- Obtenga ingresos brutos superiores a 31,300 UVT por transacciones llevadas a cabo con personas ubicadas en Colombia.
- Tenga una interacción sistemática y deliberada con el mercado colombiano. Lo anterior se presume que sucede si se mantiene una interacción o despliegue de mercadeo con 300,000 o más usuarios ubicados en Colombia, o si se cuenta con la posibilidad de visualizar precios en pesos colombianos (COP) o permitir el pago en COP.

Descuento Para Inversiones Realizadas En Investigación, Desarrollo Tecnológico o Innovación: Las inversiones en proyectos calificados por el Consejo Nacional de Beneficios Tributarios en Ciencia y Tecnología en Innovación tendrán derecho a descontar de su impuesto sobre la renta a cargo el 30% del valor invertido en dichos proyectos en el período gravable en que se realizó la inversión. No es posible tomar el costo o la deducción simultáneamente con el descuento.

Límite a los Beneficios y Estímulos Tributarios: Para los contribuyentes del impuesto sobre la renta diferentes a personas naturales y sucesiones ilíquidas, el valor de los ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional, deducciones especiales, rentas exentas y descuentos tributarios no podrá exceder el 3% anual de su renta líquida ordinaria antes de deducir las deducciones especiales contempladas en la normatividad.

Deducción Impuesto de Industria y Comercio: El impuesto de industria y comercio efectivamente pagado será 100% deducible a partir del año gravable 2023, ya no podrá ser tratado como descuento tributario.

Impuesto a los dividendos: Los dividendos y participaciones pagados o abonados en cuenta a sociedades nacionales estarán sujetas a la tarifa del diez por ciento (10%) a título de retención en la fuente sobre la renta, que será trasladable e imputable a la persona natural residente o inversionista residente en el exterior.

La tarifa del impuesto sobre la renta aplicable a los dividendos y participaciones que se paguen o abonen en cuenta a establecimientos permanentes en Colombia de sociedades extranjeras será del veinte por ciento (20%).

Beneficios concurrentes: Se amplía la prohibición de tomar beneficios fiscales concurrentes a las rentas exentas, ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional y la reducción de la tarifa del impuesto sobre la renta.

- **Decreto 0175 de febrero de 2025**

Mediante la expedición de este decreto realizado en el marco del Estado de Conmoción Interior, decretado por el Gobierno Nacional, se crearon los siguientes tributos que tuvieron incidencia en los resultados de la Compañía:

1. Impuesto especial para el Catatumbo: este impuesto grava (i) la primera venta dentro o desde el territorio nacional, y (ii) la exportación. La tarifa será del uno por ciento (1%).
2. Impuesto de timbre: La tarifa del impuesto de timbre será del uno por ciento (1%). Se mantuvo el hecho generador que estaba vigente, este es, el otorgamiento o la aceptación de documentos públicos o privados en el país, y los que se otorguen fuera del país cuya ejecución se realice en el territorio nacional, cuya cuantía sea superior a seis mil (6.000) Unidades de Valor Tributario (COP \$298,794,000 para 2025).

La vigencia de este decreto será del 22 de febrero al 31 de diciembre de 2025.

- **Decreto 1474 de diciembre de 2025**

Mediante la expedición de este decreto realizado en el marco del Estado de Emergencia Económica, decretado por el Gobierno Nacional, se creó el siguiente tributo que tendrá incidencia en los resultados de la Compañía:

Impuesto especial para la estabilidad fiscal: este impuesto grava (i) la primera venta dentro o desde el territorio nacional, y (ii) la exportación. La tarifa será del uno por ciento (1%).

La vigencia de este decreto será hasta el 31 de diciembre de 2026. Mediante el Comunicado de Prensa No. 01 del 29 de enero de 2026, la Corte Constitucional suspendió provisionalmente los efectos jurídicos del Decreto en mención.

11. Otros activos

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Corriente		
Asociados en operaciones conjuntas (1)	852	1,132
Anticipos a contratistas, proveedores y otros	129	175
Gastos pagados por anticipado	239	253
Depósitos entregados en administración	166	200
Depósitos judiciales y embargos	36	31
Partes relacionadas (Nota 30)	33	3
Activos mantenidos para la venta	6	44
	1,461	1,838
No corriente		
Fondo de abandono (2)	325	503
Préstamos a empleados (3)	395	369
Depósitos entregados en administración	288	261
Partes relacionadas (Nota 30)	97	74
Anticipos, avances y depósitos	19	47
Depósitos judiciales	8	8
	1,132	1,262

- (1) Corresponde al neto de los anticipos y legalizaciones generados con relación a las operaciones realizadas a través de los contratos de asociación para Exploración y Producción (E&P), Evaluación Técnica (TEA), contratos y acuerdos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y otro tipo de contratos afines.
- (2) Corresponde a la participación de Ecopetrol S.A. en fiducias constituidas para respaldar los costos de abandono de pozos y desmantelamiento de instalaciones; así como el pago de futuras pensiones de jubilación, relacionados con algunos contratos de asociación.
- (3) Corresponde al beneficio de menores tasas a las del mercado en préstamos a empleados, otorgado por Ecopetrol.

12. Combinación de negocios

Adquisición de un grupo compañías de generación de energía renovable en Colombia

El 13 de noviembre de 2025, una vez que las partes cumplieron las condiciones precedentes a su cargo y los requisitos legales exigidos, se cerró exitosamente la transacción entre Ecopetrol S.A. y Statkraft European Wind and Solar Holding AS, para la adquisición de siete compañías, seis de generación de energía renovable en Colombia ((i) Parque Solar Portón del Sol S.A.S. E.S.P. ("Portón del Sol"), (ii) El Roble Solar S.A.S. ("El Roble"), (iii) Córdoba Solar 2 S.A.S. ("Romosinuano"), (iv) Planta Solar Sahagún S.A.S. ("El Espino"), (v) Girasol 1 S.A.S. ("Hojarasca") y (vi) La Cayena Solar S.A.S. ("La Cayena")) y una de apoyo administrativo ((Enerfin Servicios S.A.S. ("Energuana")). A partir del 13 de noviembre Ecopetrol S.A. pasó a tener el control de las Compañías, lo cual representa una combinación de negocios, conforme al análisis contable realizado por Ecopetrol, esta transacción se enmarca bajo la NIIF 3 y se contabiliza bajo el método de adquisición.

Con la adquisición de dichas Compañías, Ecopetrol se convierte en el titular del 100% de las acciones y logra la

Ecopetrol S.A.



Notas a los estados financieros separados

31 de diciembre de 2025

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

incorporación de un portafolio de más de ~0.6 GW de energía solar.

A través de esta adquisición, Ecopetrol S.A. avanza en la meta de descarbonización y transición energética, alineado con la Estrategia 2040, Energía que Transforma. Esta adquisición impulsa la generación de energía de bajas emisiones de manera competitiva para el autoconsumo del Grupo Ecopetrol y complementa el portafolio del negocio tradicional de crudo y gas.

Activos identificables adquiridos y pasivos asumidos

A continuación, se resume los importes reconocidos para los activos adquiridos y existentes y los pasivos asumidos a la fecha de adquisición:

	Valor Razonable
Activos	
Efectivo y equivalentes de efectivo	5
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	8
Propiedades, planta y equipo, neto	565
Activos por derecho de uso, neto	13
Otros activos	10
Total Activos	601
Pasivos	
Préstamos	290
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6
Pasivos por impuestos diferidos	4
Otros pasivos	1
Total Pasivos	313
Total activos netos identificables	288
Goodwill derivado de la adquisición	18
Contraprestación transferida, neto de efectivo	301

El valor razonable de las propiedades, planta y equipo refleja el costo asociado a la planta solar Portón del Sol, la cual se encuentra ubicada en el municipio de La Dorada, Caldas, en la región del Magdalena Medio, con una capacidad instalada de 102 MW. Esta planta se conecta a la subestación Purnio a un nivel de 230 kV, mediante una línea de transmisión de 1.3 km, a través de la cual entrega su capacidad al Sistema Interconectado Nacional, desde donde Ecopetrol destina la energía producida para su consumo en la operación bajo la figura de autogeneración con entrega remota.

El *goodwill* es atribuible principalmente a la rentabilidad futura del negocio de energía, el *know-how* de la administración para generar nuevos negocios y otros factores no incluidos en los demás activos intangibles. El *Goodwill* reconocido no es deducible para propósitos tributarios en Colombia.

Los costos relacionados con la adquisición de \$7 millones fueron reconocidos como gastos operacionales en el período, asociados principalmente a comisiones y honorarios por asesorías jurídica y financiera.

13. Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

13.1 Composición y movimientos

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Subsidiarias		
Refinería de Cartagena S.A.S	22,732	26,859
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	16,922	17,292
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	15,505	15,951
CENIT transporte y logística de hidrocarburos S.A.S.	17,838	18,637
Hocol Petroleum Limited	4,431	4,722
Ecopetrol Capital AG	1,399	3,342
Andean Chemical Limited	2,069	2,296
Esenttia S.A.	1,394	1,577
Black Gold Re Limited	1,095	1,413
Inversiones de Gases de Colombia S.A. y subsidiarias	1,291	1,300
Ecopetrol Singapore PTE. LTD	614	788
Win Autogeneración S.A.S.(1)	64	-
Parque Solar Portón del Sol S.A.S E.S.P.	290	-
El Roble Solar S.A.S.	3	-
La Cayena Solar S.A.S.	1	-
Girasol I S.A.S.	1	-
Planta Solar Sahagun S.A.S.	6	-
Cordoba Solar 2 S.A.S.	1	-
Enerfin Servicios S.A.S.	1	-
Econova Technology & Innovation, S.L (1)	3	2
	85,660	94,179
Menos <i>impairment</i> Hocol Petroleum Limited	(538)	(538)
	85,122	93,641
Negocios conjuntos		
Equion Energía Limited	1,077	1,178
Ecodiesel Colombia S.A.	83	69
	1,160	1,247
Menos <i>impairment</i> :		
Equion Energía Limited	(393)	(393)
	767	854
	85,889	94,495

El siguiente es el movimiento de las inversiones en compañías:

	Compañías subsidiarias	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2024	93,641	854	94,495
Capitalizaciones (1)	1,990	-	1,990
Método de participación reconocido en: (2)			
Resultado del periodo	6,999	51	7,050
Otro resultado integral	(8,928)	(123)	(9,051)
Dividendos decretados (3)	(8,587)	(15)	(8,602)
Traslados	7	-	7
Saldo al 31 de diciembre de 2025	85,122	767	85,889

- 1) Corresponde a las capitalizaciones realizadas a través de Ecopetrol Global Energy a Ecopetrol Óleo e Gas do Brasil Ltda por \$1,607. El movimiento también incluye la adquisición de Wind Autogeneración S.A.S. por \$65 y la capitalización directa realizada a Ecopetrol Global Energy por \$5 y a Econova Technology & Innovation, S.L por \$6.

A su vez, se presentó a la adquisición del siguiente grupo de compañías de proyectos solares: Parque Solar Portón del Sol S.A.S E.S.P., El Roble Solar S.A.S., La Cayena Solar S.A.S., Girasol I S.A.S., Planta Solar Sahagun S.A.S., Cordoba Solar 2 S.A.S. y Enerfin Servicios S.A.S. por \$307.

- 2) Corresponde al método de participación en compañías resultante del ajuste por conversión de las 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.
- 3) El movimiento de dividendos decretados durante 2025 es el siguiente:

	Dividendos decretados
Subsidiarias	
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	720
CENIT transporte y logística de hidrocarburos S.A.S.	5,266
Inversiones de Gases de Colombia S.A. y subsidiarias	153
Hocol Petroleum Limited	163
Black Gold Re Limited	214
Ecopetrol Capital AG	1,617
Ecopetrol Singapore PTE. LTD	433
Esenttia S.A.	21
	8,587
Negocios conjuntos	
Ecodiesel Colombia S.A.	15
	8,602

Durante el 2025, Ecopetrol ha recibido dividendos en títulos de Ecopetrol Capital AG por \$595 de sus inversiones en Hocol Petroleum Limited y Ecopetrol Singapore PTE. LTD. Así mismo, durante el 2025, Ecopetrol recibió dividendos en efectivo por \$ 7.823 de sus inversiones en: CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., Ecopetrol Capital AG, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P, Black Gold Re Limited, Inversiones de Gases de Colombia S.A. y subsidiarias y Esenttia S.A.

El siguiente es el movimiento de las inversiones en compañías de 2024:

	Compañías subsidiarias	Negocios conjuntos	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2023	82,953	714	83,667
Capitalizaciones (1)	1,233	-	1,233
Método de participación reconocido en:			
Resultado del periodo	8,443	46	8,489
Otro resultado integral	7,465	111	7,576
Dividendos decretados (2)	(6,366)	(32)	(6,398)
Impairment (Nota 18)	-	15	15
Traslados	(87)	-	(87)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	93,641	854	94,495

- (1) Corresponde a las capitalizaciones realizadas a través de Ecopetrol Global Energy a Ecopetrol US Trading por \$743, Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda por \$264, Ecopetrol Permian LLC por \$175 y Econova Technology & Innovation, S.L por \$4. El movimiento también incluye la capitalización directa realizada a Ecopetrol Global Energy por \$47.

- (2) Durante el 2024, Ecopetrol S.A. ha recibido dividendos así: i) en efectivo por \$5,098 de sus inversiones en CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P Esentia S.A. e Inversiones de Gases de Colombia S.A, ii) en títulos de Capital AG por \$861 y iii) a través de compensaciones con cuentas por pagar por \$440.

13.2 Información adicional sobre negocios conjuntos

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

	2025	2024
	Equion Energía Limited	Equion Energía Limited
Estado de situación financiera		
Activo corriente	66	105
Activo no corriente	1,387	1,563
Total Activo	1,453	1,668
Pasivo corriente	39	42
Pasivo no corriente	25	29
Total Pasivo	64	71
Total Patrimonio	1,389	1,597
Otra información complementaria		
Efectivo y equivalente de efectivo	12	25
	Equion Energía Limited	Equion Energía Limited
Estado de pérdidas y ganancias		
Costos	(31)	(22)
Gastos de administración y otros	-	(1)
Resultado financiero	85	95
Impuesto de renta	(20)	(23)
Resultado del ejercicio	34	49
Otros resultados integrales	1,700	1,014

La información de activo, pasivo y utilidad de las demás compañías asociadas y negocios conjuntos se encuentra en el Anexo 1.

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:

	Equion Energía Limited	Equion Energía Limited
Patrimonio de la Compañía	1,389	1,597
% Participación de Ecopetrol	51%	51%
Participación en patrimonio	708	814
Mayor valor de la inversión	376	376
Impairment	(393)	(393)
Utilidad no realizada	(7)	(12)
Valor en libros de la inversión	684	785

Ecopetrol S.A.

Notas a los estados financieros intermedios condensados separados

31 de diciembre de 2025

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

14. Propiedades, planta y equipo

El movimiento de propiedades, planta y equipo por el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2025 con sus correspondientes depreciaciones, ha sido el siguiente:

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Proyectos en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
<u>Costo</u>							
Saldo al 31 de diciembre de 2024	25,355	17,301	13,031	7,856	2,295	2,002	67,840
Adquisiciones/capitalizaciones (1)	2,506	2,578	217	979	11	309	6,600
Aumento costos de abandono	370	-	-	-	-	-	370
Intereses financieros capitalizados (2)	189	194	16	74	1	23	497
Diferencia en cambio capitalizada	1	1	-	1	-	-	3
Bajas por retiro o venta	(397)	(71)	-	(23)	(32)	(51)	(574)
Reclasificaciones/traslados	4	490	(350)	(16)	49	23	200
Saldo al 31 de diciembre de 2025	28,028	20,493	12,914	8,871	2,324	2,306	74,936
<u>Depreciación y pérdida por impairment acumulados</u>							
Saldo al 31 de diciembre de 2024	(13,219)	(11,687)	(1,535)	(3,862)	(65)	(581)	(30,949)
Depreciación del periodo	(1,877)	(1,175)	-	(543)	-	(47)	(3,642)
(Pérdidas) recuperaciones por deterioro (Nota 18)	(25)	(8)	(11)	(8)	5	(3)	(50)
Bajas por retiro o venta	372	58	-	21	21	15	487
Reclasificaciones/traslados	(189)	(103)	187	(9)	6	125	17
Saldo al 31 de diciembre de 2025	(14,938)	(12,915)	(1,359)	(4,401)	(33)	(491)	(34,137)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2024	12,136	5,614	11,496	3,994	2,230	1,421	36,891
Saldo neto al 31 de diciembre de 2025	13,090	7,578	11,555	4,470	2,291	1,815	40,799

1) Incluye principalmente los proyectos asociados a los campos de Caño Sur, Rubiales, Akacias, Castilla, Chichimene y la Refinería de Barrancabermeja.

2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos.

Ecopetrol S.A.



Notas a los estados financieros separados

31 de diciembre de 2025

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

El movimiento de propiedades, planta y equipo por el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2024 con sus correspondientes depreciaciones e *impairment*, ha sido el siguiente:

	Planta y equipo	Ductos, redes y líneas	Proyectos en curso (1)	Edificaciones	Terrenos	Otros	Total
Costo							
Saldo al 31 de diciembre de 2023	21,441	15,746	11,265	6,451	2,286	2,176	59,365
Adquisiciones/capitalizaciones (1)	2,599	1,748	1,313	742	11	2	6,415
Adquisición de activos CPO-09	716	-	275	248	-	-	1,239
Disminución costos de abandono	(14)	-	-	-	-	-	(14)
Intereses financieros capitalizados (2)	253	97	72	41	1	-	464
Diferencia en cambio capitalizada	1	-	-	-	-	-	1
Bajas por retiro o venta	(632)	(81)	-	(13)	(1)	(77)	(804)
Ajuste al valor razonable activos CPO-09	1,011	-	75	350	-	-	1,436
Reversión de campos San Jacinto (3)	5	6	-	5	-	-	16
Reclasificaciones/traslados	(26)	(215)	31	31	(2)	(97)	(278)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	25,354	17,301	13,031	7,855	2,295	2,004	67,840
Depreciación y pérdida por <i>impairment</i> acumulados							
Saldo al 31 de diciembre de 2023	(12,359)	(11,005)	(1,548)	(3,452)	(73)	(582)	(29,019)
Depreciación del periodo	(1,448)	(889)	-	(358)	-	(69)	(2,764)
(Pérdidas) recuperaciones por deterioro (Nota 18)	(18)	34	(155)	(33)	8	(2)	(166)
Bajas por retiro o venta	606	71	-	12	3	61	753
Reclasificaciones/traslados	-	103	167	(32)	(3)	12	247
Saldo al 31 de diciembre de 2024	(13,219)	(11,686)	(1,536)	(3,863)	(65)	(580)	(30,949)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2023	9,082	4,741	9,717	2,999	2,213	1,594	30,346
Saldo neto al 31 de diciembre de 2024	12,135	5,615	11,495	3,992	2,230	1,424	36,891

(1) Incluye principalmente los proyectos asociados a los campos de Castilla, Chichimene, Caño Sur, Rubiales y la Refinería de Barrancabermeja.

(2) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos (Nota 27).

(3) Corresponde a los activos entregados a Ecopetrol S.A. por parte del socio Hocol S.A. de los campos La Cañada y La Hocha.

Ecopetrol S.A.

Notas a los estados financieros intermedios condensados separados

31 de diciembre de 2025

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

15. Recursos naturales y del medio ambiente

El movimiento de recursos naturales y del medio ambiente por el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2025, con sus correspondientes amortizaciones, calculados con base en unidades de producción, ha sido el siguiente:

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2024	72,443	7,266	6,659	86,368
Adquisiciones/capitalizaciones (1)	4,423	-	1,220	5,643
Aumento (disminución) costos de abandono	-	1,491	(30)	1,461
Bajas en retiro de activos	(14)	-	-	(14)
Baja en activos exploratorios y pozos secos (2)	-	-	(577)	(577)
Intereses financieros capitalizados (3)	334	-	92	426
Diferencia en cambio capitalizada	2	-	1	3
Reclasificaciones/traslados	216	-	(393)	(177)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	77,404	8,757	6,972	93,133
Amortización acumulada				
Saldo al 31 de diciembre de 2024	(52,401)	(5,808)	(116)	(58,325)
Amortización del periodo	(3,845)	(310)	-	(4,155)
Pérdidas por deterioro (Nota 18)	(217)	-	(41)	(258)
Bajas en retiro de activos	2	-	-	2
Reclasificaciones/traslados	(141)	-	125	(16)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	(56,602)	(6,118)	(32)	(62,752)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2024	20,042	1,458	6,543	28,043
Saldo neto al 31 de diciembre de 2025	20,802	2,639	6,940	30,381

- 1) Incluye principalmente adquisiciones en los campos Rubiales, Caño Sur, Akacias y Castilla.
- 2) Este rubro incluye principalmente el reconocimiento en el gasto de la actividad exploratoria de los pozos Papayuela y Buena Suerte.
- 3) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos.

Notas a los estados financieros separados 31 de diciembre de 2025

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

El movimiento de recursos naturales y del medio ambiente por el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2024, con sus correspondientes agotamientos, calculados con base en unidades de producción, e *impairment* ha sido el siguiente:

	Inversiones petrolíferas	Costo de abandono y taponamiento	Inversiones petrolíferas en curso	Total
Costo				
Saldo al 31 de diciembre de 2023	66,973	9,080	6,306	82,359
Adquisiciones/capitalizaciones (1)	4,982	-	523	5,505
Adquisición de activos CPO-09	424	-	326	750
Disminución costos de abandono	-	(1,782)	(3)	(1,785)
Bajas en retiro de activos	(1)	10	-	9
Baja en activos exploratorios y pozos secos (2)	-	-	(587)	(587)
Intereses financieros capitalizados (3)	345	-	36	381
Diferencia en cambio capitalizada	1	-	-	1
Ajuste al valor razonable en combinación de negocios	208	-	89	297
Reversión de campos San Jacinto (4)	25	2	-	27
Reclasificaciones/traslados	(514)	(44)	(31)	(589)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	72,443	7,266	6,659	86,368
Amortización acumulada				
Saldo al 31 de diciembre de 2023	(49,057)	(4,990)	(337)	(54,384)
Amortización del periodo	(3,670)	(823)	-	(4,493)
Recuperación (pérdidas) por <i>impairment</i> (Nota 18)	164	-	(79)	85
Bajas en retiro de activos	1	(10)	-	(9)
Reclasificaciones/traslados	161	15	300	476
Saldo al 31 de diciembre de 2024	(52,401)	(5,808)	(116)	(58,325)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2023	17,916	4,090	5,969	27,975
Saldo neto al 31 de diciembre de 2024	20,042	1,458	6,543	28,043

- 1) Incluye principalmente los campos Castilla, Chichimene, Caño Sur y Rubiales.
- 2) Incluye principalmente los pozos Orca1, Morito, Machin1, Arauca-15, Anturio, Leyenda, Cusiana Profundo, Cusiana Subthrust y Cupiagua.
- 3) Los intereses financieros se capitalizan en función a la tasa promedio ponderada de los costos por préstamos (Nota 27).

16. Activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento

El movimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento por el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2025 con sus correspondientes amortizaciones, es el siguiente:

	Activos por derecho de uso					Pasivos por arrendamiento
	Oleoductos	Edificaciones	Maquinaria	Vehículos	Total	
Saldo al 31 de diciembre de 2024	2,101	89	320	63	2,573	(3,675)
Adiciones	-	-	-	63	63	(63)
Remediciones	51	-	25	-	76	(76)
Amortización del periodo	(254)	(9)	(31)	(51)	(345)	-
Costo financiero	-	-	-	-	-	(237)
Diferencia en cambio	-	-	-	-	-	427
Pagos de capital e intereses	-	-	-	-	-	631
Reclasificaciones/traslados	-	-	-	-	-	(73)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	1,898	80	314	75	2,367	(3,066)

El movimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento por el periodo finalizado el 31 de diciembre con sus correspondientes amortizaciones, ha sido el siguiente:

	Activos por derecho de uso					Pasivos por arrendamiento
	Oleoductos	Edificaciones	Maquinaria	Vehículos	Total	
Saldo al 31 de diciembre de 2023	2,105	92	296	27	2,520	(3,278)
Adiciones	-	5	-	57	62	(62)
Remediciones (1)	236	-	48	-	284	(285)
Amortización del periodo	(240)	(8)	(25)	(20)	(293)	-
Costo financiero	-	-	-	-	-	(231)
Diferencia en cambio	-	-	-	-	-	(371)
Pagos de capital e intereses	-	-	-	-	-	573
Reclasificaciones/traslados	-	-	-	-	-	(21)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	2,101	89	319	64	2,573	(3,675)

- (1) Corresponde principalmente a actualización de tarifas de transporte en contratos de arrendamiento en los contratos de oleoductos.

17. Intangibles

El movimiento de intangibles por los periodos finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024 con sus correspondientes amortizaciones ha sido el siguiente:

	Licencias y software	Servidumbres	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2024	1,348	108	1,456
Adquisiciones	70	8	78
Bajas por retiro o venta	(14)	-	(14)
Saldo al 31 de diciembre de 2025	1,404	116	1,520
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2024	(786)	(80)	(866)
Amortización del periodo	(170)	(5)	(175)
Bajas por retiro o venta	15	-	15
Saldo al 31 de diciembre de 2025	(941)	(85)	(1,026)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2024	562	28	590
Saldo neto al 31 de diciembre de 2025	463	31	494

	Licencias y software	Servidumbres	Total
Costo			
Saldo al 31 de diciembre de 2023	985	100	1,085
Adquisiciones	368	8	376
Bajas por retiro o venta	(5)	-	(5)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	1,348	108	1,456
Amortización acumulada			
Saldo al 31 de diciembre de 2023	(615)	(76)	(691)
Amortización del periodo	(176)	(4)	(180)
Bajas por retiro o venta	5	-	5
Saldo al 31 de diciembre de 2024	(786)	(80)	(866)
Saldo neto al 31 de diciembre de 2023	370	24	394
Saldo neto al 31 de diciembre de 2024	562	28	590

18. Impairment de activos de largo plazo

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

Ecopetrol actualizó el análisis de activos a largo plazo, teniendo en cuenta los factores descritos. Al 31 de diciembre de 2025, se generó un gasto por *impairment* neto de \$308 (2024: \$65).

El siguiente es el detalle:

	Por los años terminados el 31 de diciembre	
	2025	2024
Campos de producción	(308)	(80)
Inversiones en compañías	-	15
	(308)	(65)
Reconocido en:		
Propiedades, planta y equipo (Nota 14)	(50)	(165)
Recursos naturales y del medio ambiente (Nota 15)	(258)	85
Inversiones en compañías (Nota 13)	-	15
	(308)	(65)

18.1 Campos de producción

En 2025 se registró un gasto por *impairment* neto de \$308 millones por el efecto compensado entre un *impairment* principalmente en las unidades generadoras de efectivo Llanito, Tibu, Tisquirama y Casabe; y una recuperación principalmente en activos como Teca Cocorná, Arauca, Moriche y Ariari.

El mayor gasto por deterioro frente al año anterior se debe principalmente a los menores precios internacionales de referencia y menor incorporación de reservas. El siguiente es el detalle del gasto (recuperación) *impairment* de las unidades generadoras de efectivo relacionadas con los campos de producción por los años terminados al 31 de diciembre:

	Valor neto en libros	Valor recuperable	Recuperación (Gasto)
2025			
Recuperación	1,353	2,621	209
Gasto	2,589	2,072	(517)
			(308)
2024			
Recuperación	2,983	5,976	851
Gasto	1,821	890	(931)
			(80)

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

- El valor razonable menos los costos de disposición de los activos del segmento de exploración y producción fue determinado con base en flujos de efectivo antes de impuestos que se derivan de los planes de negocios aprobados por la gerencia de la Compañía, los cuales son desarrollados sobre variables macroeconómicas de largo plazo y supuestos fundamentales de oferta y demanda. El nivel de jerarquía de valor razonable es 3.
- Balance de reservas de crudo y gas, además de las reservas probadas incluidas en la Nota 32, las reservas probables y posibles también fueron consideradas ajustadas por diferentes factores de riesgo.
- La tasa de descuento en términos reales fue determinada como el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) y corresponde a una tasa diferencial dependiendo la sobretasa de impuestos proyectada para cada año, así: 5.24% (2024: 5.98%) con sobretasa de impuestos del 0%, 5.04% (2024: 5.75%) con sobretasa de impuestos del 5%, 4.83% (2024: 5.52%) con sobretasa de impuestos del 10% y 4.63% (2024: 5.28%) con sobretasa de impuestos del 15%.
- Precio de petróleo – Brent: Las proyecciones incluyen USD\$57,91/barril para el primer año, USD\$69,73/barril promedio para el mediano plazo y USD\$71.31/barril a partir de 2035. En 2024, los supuestos realizados tomaron un precio de USD\$69.81/barril para el primer año, USD\$71.14/barril promedio para el mediano plazo y USD\$73.23/barril a partir de 2035.

La proyección de precios internacionales de crudos tiene en cuenta el balance entre la oferta y la demanda en el corto y el largo plazo para la industria de acuerdo con la visión de una agencia independiente y especializada en Crudo y Gas y cálculos internos consistentes con dicha visión.

18.2 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos

Las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos son registradas a través del método de participación. Ecopetrol evalúa si existe alguna evidencia objetiva para determinar si el valor de dichas inversiones se ha deteriorado en el periodo, en especial, aquellas compañías que fueron adquiridas con *Goodwill*. Como resultado, no se evidencian indicios de mayor deterioro o recuperación de este.

	Por los años terminados a 31 de diciembre de	
	2025	2024
Equion Energía Limited	-	15
	-	15

Para 2024 se presentó una recuperación de *impairment*, la cual ajusta el valor en libros de los activos evaluados a su valor razonable actual.

18.3 Activos de refinación

A 31 de diciembre 2025, se realizaron evaluaciones cualitativas de los activos asociados al segmento de refinación. Como resultado, no se evidencian indicios de mayor deterioro o recuperación de este.

19. Préstamos y financiaciones

19.1 Composición de los préstamos y financiaciones

	Tasa de interés efectiva		A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
	2025	2024		
Moneda nacional				
Bonos	10.6%	10.5%	915	915
Créditos sindicados y comerciales	13.3%	13.0%	2,051	2,050
Pasivos por arrendamiento (1)	7.8%	7.8%	722	799
			3,688	3,764
Moneda extranjera				
Bonos (2)	7.6%	7.6%	53,359	62,459
Créditos sindicados y comerciales	6.9%	7.4%	14,534	15,556
Pasivos por arrendamiento (1)	6.7%	6.6%	2,344	2,876
			70,237	80,891
			73,925	84,655
Corriente			7,686	7,784
No corriente			66,239	76,871
			73,925	84,655

- 1) Corresponde al valor presente de los pagos a ser realizados durante el plazo de los contratos de arrendamiento operativo de oleoductos, tanques, bienes inmuebles y vehículos, reconocidos como resultado de la implementación de la NIIF 16 – Arrendamientos.
- 2) La reducción de la deuda en moneda extranjera se debe principalmente la disminución de la tasa de cambio, pasando de \$4,409.15 a \$3,727.08 entre el 31 de diciembre de 2024 y el 31 de diciembre de 2025, respectivamente.

El valor de las adquisiciones de deuda efectuadas por la Compañía corresponde a \$13,174, dentro de la que se destaca

Notas a los estados financieros separados

31 de diciembre de 2025

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

la siguiente:

- Crédito comercial en dólares con el Banco Santander con vencimiento en abril de 2030.
- Desembolso de Crédito de largo plazo en dólares con vencimiento en 2030, con los bancos SMBC y Bladex por un total de USD 530 millones, recursos destinados a inversiones inorgánicas de la Compañía y a una operación de manejo de deuda.

Producto de la estrategia de Ecopetrol S.A. en la gestión integral de deuda y financiamiento de los vencimientos, durante el 2025 se realizaron pagos de capital por \$11,590 y pagos por intereses por \$5,767.

19.2 Valor razonable

El siguiente es el valor razonable de las obligaciones financieras:

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Moneda nacional		
Bonos	833	875
Créditos sindicados y comerciales	2,073	2,064
Pasivos por arrendamiento	722	797
Moneda extranjera		
Bonos	51,624	57,414
Créditos sindicados y comerciales	12,934	15,612
Pasivos por arrendamiento	2,346	2,876
	70,532	79,638

El nivel de jerarquía los valores razonables de los bonos y préstamos corresponde a nivel 2.

19.3 Perfil de vencimientos

El siguiente es el perfil de vencimientos de los préstamos y financiaciones al 31 de diciembre de 2025:

	Hasta 1 año	1 - 5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Moneda nacional					
Bonos	88	492	133	202	915
Créditos sindicados y comerciales	239	1,699	113	-	2,051
Pasivos por arrendamiento	150	533	39	-	722
	477	2,724	285	202	3,688
Moneda extranjera					
Bonos	3,712	21,242	21,078	7,327	53,359
Créditos sindicados y comerciales	3,294	10,172	1,068	-	14,534
Pasivos por arrendamiento	203	724	543	874	2,344
	7,209	32,138	22,689	8,201	70,237
Saldo al 31 de diciembre de 2025	7,686	34,862	22,974	8,403	73,925

19.4 Clasificación según tipo de interés

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Moneda nacional		
Tasa fija	722	799
Tasa variable	2,966	2,965
	3,688	3,764
Moneda extranjera		
Tasa fija	56,401	66,755
Tasa variable	13,836	14,136
	70,237	80,891
	73,925	84,655

19.5 Deuda designada como instrumento de cobertura

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía tiene designados \$16,956 USD millones de la deuda en moneda extranjera como instrumento de cobertura; de los cuales, \$9,671 USD millones corresponden a la cobertura de inversiones en compañías con moneda funcional dólar y \$7,285 USD millones a la cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones de crudo (Nota 29.3 y Nota 29.4).

19.6 Garantías y covenants

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

20. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Proveedores (1)	7,851	11,106
Partes relacionadas (Nota 30)	2,229	2,763
Anticipos y acreedores varios	1,180	1,094
Retención en la fuente	722	1,073
Acuerdos en contratos de transporte	108	61
Dividendos por pagar	4	4
Operaciones de cobertura	-	1
	12,094	16,102

- 1) La variación incluye la contraprestación pagada en el primer trimestre de 2025 a Repsol por la adquisición del bloque CPO-09 por \$1,109.

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

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Beneficios post-empleo		
Salud	8,811	11,246
Pensión	1,806	2,607
Educación	387	424
Bonos	285	350
Otros planes	121	117
Beneficios por terminación - Plan de retiro voluntario	828	905
	12,238	15,649
Prestaciones sociales y salarios	853	846
Otros beneficios a largo plazo	37	40
	13,128	16,535
Corriente	3,088	2,991
No corriente	10,040	13,544
	13,128	16,535

El 25 de junio de 2025 entró en vigor la ley 2466 de 2025, que modifica las condiciones laborales en Colombia incluyendo: i) la vinculación de aprendices bajo contrato laboral especial, ii) el incremento progresivo del recargo dominical y festivo (del 75% al 80% desde Julio 2025), iii) la ampliación del recargo nocturno desde las 7 PM (a partir del 25 de diciembre de 2025), iv) la limitación de contratos a término fijo a un máximo de 4 años, v) la creación de nuevas licencias remuneradas y vi) la opción de jornada flexible para trabajadores con responsabilidad de cuidado. Los efectos de esta norma se estiman como no significativos para los resultados de la Compañía.

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, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Pensión y bonos		Otros		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Pasivos por beneficios post-empleo						
Saldo al inicio del periodo	14,648	15,920	12,719	12,442	27,367	28,362
Costo del servicio actual	-	-	164	169	164	169
Costo del servicio pasado	-	-	110	217	110	217
Costos por intereses	1,254	1,143	1,078	899	2,332	2,043
Pérdidas ganancias actuariales	(1,078)	(1,232)	(3,103)	(289)	(4,181)	(1,521)
Beneficios pagados	(1,232)	(1,183)	(796)	(719)	(2,024)	(1,902)
Saldo al 31 de diciembre	13,592	14,648	10,176	12,719	23,768	27,367
Activos del plan						
Saldo al inicio del periodo	11,691	11,972	27	27	11,718	11,999
Rendimiento de los activos	989	848	2	2	991	850
Aportes a los fondos	-	-	188	164	188	164
Beneficios pagados	(1,232)	(1,183)	(190)	(168)	(1,422)	(1,351)
Ganancias actuariales	53	54	2	2	55	57
Saldo al 31 de diciembre	11,501	11,691	29	27	11,530	11,718
Saldo neto al 31 de diciembre	2,091	2,957	10,146	12,692	12,238	15,649

Notas a los estados financieros separados 31 de diciembre de 2025

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

La siguiente tabla muestra el movimiento en los resultados y otros resultados integrales de los beneficios post-empleo:

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Resultado del periodo		
Intereses	1,320	1,188
Costo del servicio actual	164	169
Costo del servicio pasado	110	217
	1,594	1,574
Otros resultados integrales		
Salud	3,035	259
Pensión y bonos	1,132	1,285
Otros	32	19
	4,199	1,563
Impuesto diferido	(1,880)	(384)
	2,319	1,179

21.2 Activos de 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:

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Títulos en moneda nacional	3,242	1,930
Títulos emitidos por el Gobierno Nacional	3,090	3,190
Otra moneda extranjera	3,046	2,935
Bonos deuda privada	1,705	2,932
Otros bonos públicos	-	231
Renta variable	223	-
Otros	224	500
	11,530	11,718

El 48.48% (2024: 58.15%) del saldo de los activos del plan corresponde a nivel 1 de valor razonable y el 51.52% (2024: 41.85%) están bajo nivel de jerarquía 2.

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

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
AAA	6,525	6,696
Nación	4,029	4,293
AA+	380	344
AA	159	124
BB+	145	-
F1+	16	45
BRC1+	8	32
Otras calificaciones	44	102
Sin calificaciones disponibles	224	82
	11,530	11,718

Ver política de riesgo de crédito en la Nota 28.7.

21.3 Supuestos actuariales

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

2025	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
Tasa de descuento	10.25%	10.00%	10.25%	10.25%	9.85%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	4.94%
Inflación esperada	3.30%	3.30%	3.30%	3.30%	3.30%
Tasa de incremento de pensiones	3.30%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	10.00%	4.30%	N/A
Tasa final	N/A	N/A	4.30%	4.30%	N/A

2024	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios (1)
Tasa de descuento	9.00%	8.75%	8.75%	9.00%	8.57%
Incremento salarial	N/A	N/A	N/A	N/A	4.62%
Inflación esperada	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Tasa de incremento de pensiones	3.30%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tendencia del costo					
Tasa inmediata	N/A	N/A	13.50%	4.00%	N/A
Tasa final	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 por parte de las administradoras del Sistema General de Pensiones, del Sistema de Accidentes del Trabajo y de Compañías de Seguros de Vida.

21.4 Perfil de vencimientos de la obligación

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

Periodo	Pensión y bonos	Otros beneficios	Total
2.026	1,428	806	2,234
2.027	1,471	834	2,305
2.028	1,493	869	2,362
2.029	1,436	893	2,329
2.030	1,459	923	2,382
2031yss	7,391	5,205	12,596

21.5 Análisis de sensibilidad de pasivos y activos actuariales

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el valor de la obligación por beneficios definidos considerando el efecto de posibles cambios sobre las variables del modelo, manteniendo los demás supuestos constantes, al 31 de diciembre de 2025:

Notas a los estados financieros separados

31 de diciembre de 2025

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

	Pensión	Bonos	Salud	Educación	Otros beneficios
Tasa de descuento					
-50 puntos básicos	12,977	1,132	9,307	400	994
+50 puntos básicos	12,016	1,092	8,359	374	963
Tasa de inflación					
-50 puntos básicos	11,957	1,093	N/A	N/A	858
+50 puntos básicos	13,038	1,131	N/A	N/A	880
Tasa de incremento de salarios					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	106
+50 puntos básicos	N/A	N/A	N/A	N/A	113
Tasa tendencia del costo					
-50 puntos básicos	N/A	N/A	8,359	374	N/A
+50 puntos básicos	N/A	N/A	9,305	394	N/A

N/A: No es aplicable para este beneficio.

21.6 Pasivo pensional local

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

	A 31 de diciembre de	
	2025	2024
Pasivo pensional bajo NCIF	13,592	14,648
Pasivo pensional fiscal	18,056	17,800
Diferencia	(4,464)	(3,152)

La diferencia entre el saldo del pasivo pensional bajo NCIF y fiscal se genera principalmente por la tasa de descuento, la cual para efectos fiscales es establecida por el decreto 2783 de diciembre 2001 y bajo NCIF calculada según la política contable 4.14 – Beneficios a empleados.

Los supuestos utilizados en cada año fueron los siguientes:

Variable (1)	A 31 de diciembre de	
	2025	2024
Tasa de interés técnico	4.00%	4.00%
Tasa de descuento nominal	12.2%	14.35%
Tasa de incremento pensional	7.88%	9.95%
Tasa de inflación	7.88%	9.95%
Mortalidad	RV08	RV08

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

22. Provisiones y contingencias

	Costos de abandono	Litigios	Otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2024	9,243	451	1,522	11,216
Adiciones/recuperaciones (1)	-	(417)	351	(66)
Aumento costos de abandono	1,831	-	-	1,831
Utilizaciones	(475)	(74)	(235)	(784)
Costo financiero (2)	531	240	(16)	755
Traslados	-	-	79	79
Saldo al 31 de diciembre de 2025	11,130	200	1,701	13,031
Corriente	850	12	257	1,119
No corriente	10,280	188	1,444	11,912
	11,130	200	1,701	13,031

- 1) Incluye principalmente el reconocimiento de provisiones asociadas a obligaciones potenciales, diversas y provisión ambiental forzosa.
- 2) Corresponde al gasto financiero por la actualización del pasivo y su respectiva utilización.

	Costos de abandono	Litigios	Otros	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2023	11,158	330	1,382	12,870
Adiciones/recuperaciones (1)	62	8	244	314
Disminución costos de abandono	(1,799)	-	-	(1,799)
Ajustes al valor razonable en combinaciones de negocios	32	-	-	32
Reversión de campos San Jacinto (2)	5	-	-	5
Utilizaciones	(671)	(123)	(225)	(1,019)
Costo financiero (3)	543	236	59	838
Traslados	(87)	-	62	(25)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	9,243	451	1,522	11,216
Corriente	873	9	253	1,135
No corriente	8,370	442	1,269	10,081
	9,243	451	1,522	11,216

- 1) Incluye principalmente el reconocimiento de provisiones asociadas a obligaciones potenciales, diversas y provisión ambiental forzosa.
- 2) Corresponde a la provisión de abandono asociada los activos entregados a Ecopetrol S.A. de los campos La Cañada y La Hocha.
- 3) Incluye resultado financiero generado por diferencia en cambio en otras provisiones por valor de \$15,663.

22.1 Costos de abandono y desmantelamiento

El pasivo estimado por costos de abandono y desmantelamiento corresponde a la obligación futura que tiene la Compañía de restaurar las condiciones ambientales similares a las existentes antes del inicio de proyectos o actividades, de acuerdo con lo descrito en la política contable sección 4.12 – Provisiones y pasivos contingentes. 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 al 31 de diciembre de 2024 fueron: Producción 5.31% (2024: 5.90%), Refinación 5.69% (2024: 6.37%).

22.2 Litigios

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

Pretensiones	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Sentencia de primera instancia desfavorable para Ecopetrol en proceso de reparación directa por los perjuicios asociados al derramamiento de hidrocarburos ocurrido en Guaduas, Vereda Raizal y Cajón, en el inmueble denominado “La Floresta” en mayo de 2004.	14	14
Declaración a Ecopetrol S.A. como responsable por los perjuicios ocasionados por las actividades de exportación en la zona de influencia de los municipios de Cicuco, Talaigua Nuevo y Mompos.	7	6
El demandante solicita que se declare la ruptura del equilibrio económico de contrato de mantenimiento de instalaciones suscrito con Ecopetrol S.A.	4	4

22.3 Contingencias ambientales y otros

Corresponde principalmente a las obligaciones de compensación ambiental e inversión forzosa de no menos del 1% por el uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales impuestas por las autoridades ambientales nacionales, regionales y/o locales. La inversión forzosa no menos 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, los Decretos 2099 de 2017 y 075 y 1120 de 2018 y artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 con relación a 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 modificó 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 con relación a las áreas de implementación, líneas de inversión y la base de liquidación de las obligaciones. Además, se definió el 30 de junio de 2017 como fecha máxima para modificar los Planes de Inversión que se encuentran en ejecución.

Desde la Gerencia de Gestión Ambiental, en articulación con las coordinaciones ambientales regionales y aliados en territorio, se están ejecutando más de 245 planes vigentes de compensación ambiental e inversión forzosa del 1%.

Los recursos destinados a estas obligaciones se han orientado a acciones de protección, conservación y preservación ambiental mediante la consecución de más de 700 acuerdos de conservación voluntaria. Asimismo, se ha avanzado en la adquisición de predios para conservación, procesos de restauración ecológica y programas de reforestación. Adicionalmente, a través de un convenio con el IDEAM para la ejecución de la inversión forzosa del 1%, se incorporó una línea específica para la vigilancia del recurso hídrico mediante la instalación y operación de estaciones hidrometeorológicas para el monitoreo de variables climatológicas e hidrológicas.

22.4 Contingencias

22.4.1 IVA a la importación de gasolina y ACPM

La Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (“DIAN”) emitió el Concepto No. 100202208-2305 el 19 de diciembre de 2024 (y ratificado en julio de 2025) manifestando, según su interpretación, que la importación de gasolina y ACPM se encuentra gravada con el Impuesto sobre las Ventas (IVA) a la tarifa general del 19%. De acuerdo con la interpretación de la DIAN, la base para la liquidación del impuesto es el valor de los productos en aduanas.

Ecopetrol S.A. ("la Compañía") y Refinería de Cartagena S.A.S ("la Refinería") difieren de dicha interpretación por las razones que oportunamente fueron expuestas a la DIAN. La autoridad tributaria, en línea con su interpretación y en la aplicación que está haciendo, ha notificado a la Refinería seis liquidaciones oficiales por valor de COP 1.3 billones de IVA y sanción, e igualmente notificó a la Compañía, dos liquidaciones oficiales por valor de COP 6.5 billones de IVA y sanción para los periodos comprendidos entre 2022 y 2024; sobre dichos valores se han estimado intereses a la fecha que representarían alrededor de COP 4.3 billones. Estos valores podrían ser significativamente mayores en la medida que el tiempo avance o que se reciban requerimientos adicionales por parte de la DIAN. En noviembre de 2025, la DIAN notificó la resolución que confirma la primera liquidación oficial de corrección emitida a la Refinería. La Refinería de Cartagena activó todas las actuaciones previstas para seguir operando de manera normal y en diciembre de 2025, radicó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho contra la DIAN por la liquidación oficial de corrección y la resolución que confirmó. Así mismo, en enero de 2026, la DIAN notificó a la Compañía la resolución que confirma la liquidación oficial de corrección, encontrándose en término para interponer las acciones judiciales que correspondan.

La Refinería y la Compañía, dentro del marco de la debida diligencia y protección de sus legítimos intereses han contestado las actuaciones de la DIAN dentro de los tiempos establecidos en la ley controvertiendo sus actos proferidos y cuestionando su interpretación normativa. En su interpretación, la DIAN podrá continuar con el proceso de cobro conforme a las normas procedimentales del régimen aduanero y Estatuto Tributario que incluye procedimientos de cobro coactivo, sin perjuicio de que la Refinería y la Compañía ejerzan los recursos administrativos o judiciales que correspondan, de acuerdo con la misma normativa. Aunque la Refinería y la Compañía planean ejercer esos recursos, un eventual cobro coactivo podría implicar un efecto material adverso en las operaciones, liquidez y posición financiera de la Refinería y la Compañía, dependiendo del monto del mismo y su respectiva duración. Así mismo, con base en los conceptos emitidos por nuestros asesores externos en los cuales consideran que la probabilidad de éxito es superior al 50%, la Compañía considera que existen argumentos para no constituir ninguna provisión contable.

Teniendo en cuenta que la DIAN ha decidido aplicar su interpretación normativa, a partir de enero de 2025 la Compañía y la Refinería han venido realizando los pagos del IVA por la importación de gasolina y ACPM, en cumplimiento a la interpretación de la DIAN a la tarifa del 19%. El pago del IVA no afecta los derechos que la Compañía y la Refinería se reservan para controvertir jurídicamente en la oportunidad adecuada ante las instancias correspondientes, como se mencionó anteriormente.

El valor de los pagos de IVA relacionados con la importación de gasolina y ACPM para 2025 ascendió a COP 4.2 billones vista Grupo Ecopetrol, de los cuales, aproximadamente COP 3.9 billones se recuperarían a través del procedimiento de descuento y devolución de saldos a favor de IVA.

La Compañía y la Refinería reiteran su compromiso de cumplir a cabalidad con sus obligaciones aduaneras y tributarias, y serán respetuosas de las decisiones que resuelvan sobre esta controversia ante las instancias correspondientes.

22.4.2 Procesos de Refinería de Cartagena S.A.S

A continuación, se presentan los cambios más recientes relacionados con las contingencias asociadas a los procesos de Refinería de Cartagena S.A.S.

Tribunal de arbitramento

El 10 de enero de 2025, la Corte del Distrito Sur de Nueva York emitió sentencia en la cual resolvió negar el recurso anulación interpuesto por Chicago Bridge & Iron Company N.V. (hoy en día McDermott International Holdings B.V) y CB&I UK Limited en contra del laudo arbitral, y, en consecuencia, aceptó la solicitud de confirmación de esta propuesta por Refinería de Cartagena, por lo cual el laudo arbitral fue objeto de confirmación judicial. Con esta decisión todas las disputas con Chicago Bridge & Iron Company N.V., CB&I UK Limited, y CBI Colombiana S.A., derivadas del contrato EPC para la ejecución del Proyecto de Expansión y Modernización de la refinería de Cartagena quedaron resueltas, dando así un cierre definitivo a ese litigio.

El Grupo Empresarial realiza un monitoreo continuo sobre las operaciones de McDermott International Ltd. en función a la información pública y disponible para identificar y medir algún potencial cambio en el valor razonable de la inversión y/o primas de riesgo asociadas al modelo de valoración.

Fiscalía General de la Nación (FGN)

- **Proceso 1 – No. 110016000101201600023 - MOA - PIP y EPC**

Este proceso se adelanta en contra de un exmiembro de Junta Directiva y tres extrabajadores de Refinería de Cartagena, dos trabajadores de Chicago Bridge and Iron Company (“CB&I”) y el Revisor Fiscal de Refinería de Cartagena entre los años 2013 y 2015, por los delitos de interés indebido en la celebración de contratos, peculado por apropiación en favor de terceros, enriquecimiento ilícito de particulares en favor de terceros y falsedad ideológica en documento público.

El 2 de febrero de 2024 concluyó la audiencia preparatoria de juicio. A la fecha, se continúan adelantado las audiencias de juicio oral, habiéndose finalizado ya la etapa probatoria y quedando pendiente, para el 2026, la presentación de los alegatos de conclusión.

Por lo demás, no se registraron cambios significativos en el proceso con corte al 31 de diciembre de 2025.

- **Proceso 2 – No. 110016000101201800132 Línea de Negocio**

Este proceso se adelanta en contra de un extrabajador y tres exmiembros de la Junta Directiva de Refinería de Cartagena, por los delitos de administración desleal agravada, y obtención de documento público falso.

El 28 de octubre de 2024 inició la etapa de juicio oral y, desde esa fecha se vienen desarrollando las audiencias correspondientes.

Por lo demás, no se registraron cambios significativos en el proceso con corte al 31 de diciembre de 2025.

- **Proceso 3 – No. 110016000101201800134 – Celebración Contrato PMC - Foster Wheeler**

Este proceso se adelanta en contra de dos extrabajadores de Refinería de Cartagena, que actuaron en calidad de expresidente en propiedad y expresidente encargado, por el delito de celebración de contrato sin requisitos legales.

Tras las sentencias condenatorias de primera y segunda instancia, actualmente se tramita el recurso extraordinario de casación ante la Corte Suprema de Justicia.

El 5 de marzo de 2025, la Sala de Casación Penal de la Corte Suprema de Justicia declaró extinguida la acción penal por la muerte de Orlando José Cabrales Martínez y, en consecuencia, precluyó la actuación seguida en su contra por el delito de contrato sin cumplimiento de requisitos legales.

El proceso retornó al despacho para la emisión de la correspondiente decisión frente a la demanda de casación presentada a favor de Felipe Castilla Canales.

No se registraron cambios significativos en el proceso con corte al 31 de diciembre de 2025.

- **Proceso 4 - No. 110016000000201702546 – Principio de oportunidad**

Este proceso se adelanta en contra de un extrabajador de Refinería de Cartagena, por cargos relacionados con delitos contra la administración pública e interés ilícito en la ejecución de contratos.

El 21 de noviembre de 2025, mediante Resolución No. 00561, se fijó un año como término para la prórroga de la suspensión del ejercicio de la acción penal, contado a partir de la fecha en la que el juez de control de garantías legalice la aplicación del principio de oportunidad.

22.5 Detalle de los pasivos contingentes

El siguiente es un resumen de los pasivos contingentes no reconocidos en el estado de situación financiera separado, cuya valoración cualitativa está definida como eventual:

Tipo de proceso	2025		2024	
	Cantidad de procesos	Pretensiones	Cantidad de procesos	Pretensiones
Laboral	526	56	501	47
Contencioso administrativo	116	1,214	132	1,302
Constitucional	66	644	75	644
Civil	39	3	44	3
Penal	4	-	4	-
Arbitral	1	52	-	-
	752	1,969	756	1,996

22.6 Detalle de los activos contingentes

A continuación, se presenta un resumen de los activos contingentes, cuya entrada de beneficios económicos a la Compañía es probable, pero no prácticamente cierta:

Tipo de proceso	2025		2024	
	Cantidad de procesos	Pretensiones	Cantidad de procesos	Pretensiones
Contencioso administrativo	169	894	111	767
Penal	189	38	159	36
Civil	364	38	310	36
Laboral	583	23	525	21
Constitucional	9	-	5	-
Arbitral	1	191	1	-
	1,315	1,184	1,111	860

23. Patrimonio

23.1 Capital suscrito y pagado

El capital autorizado de Ecopetrol asciende a \$36,540 y está compuesto por 60.000.000.000 de acciones ordinarias, de las cuales 41.116.694.690 están en circulación y 18.883.305.310 son acciones de tesorería. Del total de acciones en circulación, el 11,51 % (4.731.906.273 acciones) son de propiedad privada y el 88,49 % (36.384.788.417 acciones) pertenecen al Gobierno colombiano. El importe de las acciones de tesorería asciende a \$11,500. Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el capital suscrito y pagado asciende a \$25,040. No hubo instrumentos financieros potencialmente dilutivos en circulación durante los ejercicios fiscales finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023.

23.2 Prima en emisión de acciones

Al 31 de diciembre de 2025, el saldo de la prima en emisión de acciones es \$6,608 y está compuesto por: (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 \$4,458, (ii) 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, (iii) \$31, 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 (iv) prima en colocación de acciones por cobrar \$(143) pesos.

23.3 Reservas patrimoniales

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Reserva legal	13,148	11,654
Reservas fiscales y obligatorias	509	509
Reservas ocasionales (1)	16,635	11,993
	30,292	24,156

- 1) La Asamblea General de Accionistas de Ecopetrol, realizada el 28 de marzo de 2025, definió constituir una reserva de \$16,635 con el fin de brindar soporte a la sostenibilidad financiera y flexibilidad en el desarrollo de su estrategia de la Compañía.

El movimiento de las reservas patrimoniales es el siguiente:

	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025	2024
Saldo inicial	24,156	17,923
Liberación de reservas	(12,502)	(8,175)
Apropiación de reservas	18,638	14,408
Saldo final	30,292	24,156

23.4 Utilidades acumuladas

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

	Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025	2024
Saldo inicial	16,307	20,536
Utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol	9,029	14,935
Liberación de reservas	12,502	8,175
Apropiación de reservas	(18,638)	(14,408)
Dividendos decretados (1)	(8,799)	(12,830)
Transacciones con interés no controlante (2)	-	(102)
Adopción de nuevos estándares	-	1
Saldo final	10,401	16,307

- 1) La Compañía distribuye dividendos con base en sus estados financieros anuales separados. La Asamblea General Ordinaria de Accionistas, realizada el 28 de marzo de 2025, aprobó el proyecto de distribución de utilidades sobre el ejercicio 2024 y definió distribuir dividendos ordinarios y extraordinarios por un valor total de \$8,799.
- 2) Corresponde a la contraprestación pagada por el aumento de la participación indirecta de Ecopetrol S.A. en Oleoducto de Colombia S.A., por la adquisición de la Compañía Repsol Ductos de Colombia (denominada a partir del 02 de octubre de 2024, como Ocesa Ductos S.A.S).

Al 31 de diciembre de 2025, Ecopetrol pagó dividendos por \$8,784. Según lo aprobado para los accionistas minoritarios el pago de este dividendo se realizó en dos cuotas iguales pagaderos el 4 de abril y el 29 de abril de 2025. Por otra parte, la Asamblea aprobó el pago de dividendos para el accionista mayoritario por \$7,786 en tres cuotas, los cuales se realizaron en las siguientes fechas: i) el 4 de abril de 2025 por \$2,200, ii) el 29 de abril de 2025 por \$2,300 y iii) el 27 de junio de 2025 por \$3,286.

Al 31 de diciembre de 2024, Ecopetrol pagó dividendos por \$12,803, de los cuales \$7,352 correspondieron a pagos al accionista mayoritario con Títulos del Gobierno Nacional (TES), obtenidos como parte de los recaudos del Fondo de estabilización de precios y los cuáles fueron destinados inmediatamente al pago de dividendos.

23.5 Otros resultados integrales acumulados

La siguiente es la composición de los otros resultados integrales, netos de impuestos:

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Método de participación en compañías (1)	13,400	22,451
Cobertura de inversión neta en negocio en el extranjero	(2,788)	(6,322)
Ganancias y pérdidas derivadas del plan de beneficio definido acumuladas	(507)	(2,826)
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	1,268	(1,571)
Coberturas flujo de efectivo con instrumentos derivados y valoración de instrumentos financieros	46	(146)
	11,419	11,586

- 1) Corresponde al método de participación en compañías resultante del ajuste por conversión de las 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 será transferido al resultado del periodo como una ganancia o pérdida en el momento de la liquidación o venta de dichas inversiones. La variación de este rubro se genera principalmente por la fluctuación de la tasa de cambio aplicadas sobre el proceso de conversión.

23.6 Utilidad básica y diluida por acción

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Utilidad neta atribuible a los accionistas	9,029	14,935
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	41,116,694,690	41,116,694,690
Ganancia neta básica y diluida por acción (pesos)	219.60	363.2

24. Ingresos procedentes de contratos con clientes

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Ventas nacionales		
Destilados medios (1)	20.496	21.832
Gasolinas (1)	13.143	14.589
Gas natural	3.070	3.653
Asfaltos	912	794
G.L.P. y propano	461	568
Polietileno	228	261
Servicios	238	298
Otros ingresos ventas de gas	81	84
Aromáticos	160	247
Crudos	23	90
Combustóleo	23	21
Otros productos y servicios (2)	530	464
	39.365	42.901
Ventas zona franca		
Crudos	14.652	18.510
Servicios	459	472
Gas natural	254	245
Propileno	98	123
Otros	59	95
	15.522	19.445
Ventas al exterior		
Crudos	35.154	40.000
Combustóleo	1.936	2.234
Otros productos y servicios (2)	1.437	1.100
Coberturas de flujo de efectivo (3) (Nota 29.3)	127	(246)
	38.654	43.088
	93.541	105.434

- 1) Incluye el valor correspondiente a la aplicación de la Resolución 180522 del 29 de marzo de 2010 y demás normas que la modifican y adicionan (Decreto 1880 de 2014 y Resolución 40736 de 2015), donde se establece el procedimiento para reconocer el subsidio para refinadores e importadores de la gasolina motor corriente y ACPM, y la metodología para el cálculo de la posición neta (valor generado entre el precio de paridad y el precio regulado, el cual puede ser positivo o negativo). Acumulado a 31 de diciembre de 2025, el valor reconocido por diferencial de precios corresponde a \$2,325 (2024: \$5.886).
- 2) Incluye principalmente los ingresos por venta de disolventes, bases lubricantes, parafinas, gasóleos e industriales.
- 3) Incluye acumulado a 31 de diciembre de 2025 el resultado de coberturas para futuras exportaciones (Nota 29.3) por (\$150) (2024: (-\$239)) y operaciones con instrumentos financieros derivados por \$23 (2024: \$7).

24.1 Ventas por zona geográfica

Zona	2025	%	2024	%
Colombia	54,887	58.7%	62,346	59.1%
Asia	17,809	19.0%	39	0.0%
Estados Unidos	19,882	21.3%	38,057	36.1%
Europa	188	0.2%	1,572	1.5%
Suramérica y otros	775	0.8%	3,420	3.2%
Total	93,541	100.0%	105,434	100.0%

24.2 Concentración de clientes

Durante el 2025, Organización Terpel S.A. representó el 13% de total de las ventas del periodo (2024 - 11%) para operaciones diferentes con compañías vinculadas, ningún otro cliente tiene más del 10% del total de ventas. No existe riesgo de que se afecte la situación financiera de la Compañía por una potencial pérdida del cliente. La relación comercial con este cliente es la venta de productos refinados y el servicio de transporte.

25. Costo de ventas

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Costos variables		
Productos importados	14,851	16,881
Compras de otros productos y gas	10,085	9,908
Compras de crudo asociación y concesión	10,011	13,119
Servicios de transporte de hidrocarburos	10,339	9,448
Compras de hidrocarburos - ANH (1)	6,638	8,232
Depreciaciones, amortizaciones y agotamientos	6,755	6,197
Energía eléctrica	1,723	1,765
Regalías de gas liquidadas en dinero	744	868
Materiales de proceso	848	783
Servicios contratados asociación	319	338
Costos de pruebas extensas	39	19
Impuestos y contribuciones	237	7
Inventario inicial menos final y otras asignaciones (2)	899	(285)
	63,488	67,280
Costos fijos		
Servicios de transporte de hidrocarburos	3,542	4,141
Costos laborales	3,038	3,002
Servicios contratados	2,587	2,608
Mantenimiento	2,421	2,590
Depreciaciones y amortizaciones	1,463	1,376
Servicios contratados en asociación	948	1,177
Impuestos y contribuciones	710	562
Materiales y suministros	649	635
Costos generales	152	174
	15,510	16,265
	78,998	83,545

- 1) Corresponde principalmente a las compras de crudo de regalías que realiza Ecopetrol a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), derivadas de la producción nacional.
- 2) Corresponde a: i) movimientos asociados a la capitalización a los inventarios, producto del proceso de costeo, ii) medición al valor neto de realización (VNR) y iii) otros cargos capitalizables de costos hacia proyectos.

26. Gastos de administración, operación, ventas y proyectos

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Gastos de administración		
Gastos laborales	1,059	1,024
Gastos generales	859	904
Depreciaciones y amortizaciones	99	156
Impuestos	88	10
	2,105	2,094
Gastos de operación y proyectos		
Impuestos (1)	1,027	570
Gastos de exploración (2)	780	1,041
Gastos laborales	332	347
Comisiones, honorarios, fletes y servicios	402	381
Cuota de fiscalización	179	183
Proyectos capitalizables y otros (3)	364	49
	3,084	2,571

- 1) La variación corresponde principalmente al Impuesto Especial del Catatumbo (Decreto 0175 de 2025) que grava con el 1% la primera venta de hidrocarburos extraídos en el territorio nacional y todas las exportaciones.
- 2) Al 31 de diciembre de 2025, los gastos de exploración incluyen la baja del pozo Papayuela y Buena Suerte (Nota 15) y trabajos de sísmica y estudios.
- 3) Incluye los cargos de costos relacionados con proyectos operativos y corporativos trasladados a las cuentas de construcciones en curso y otros.

27. Otros ingresos (gastos) operacionales, neto

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Gasto provisiones por litigios	(376)	(252)
Utilidad en combinación de negocios (1)	-	1,736
Gasto de <i>impairment</i> en activos corrientes	(9)	(58)
Utilidad (pérdida) en venta de activos	(87)	(30)
Otros (gastos) ingresos	209	245
	(263)	1,641

- 1) Para el año 2024 se incluyó utilidad por: a) la adquisición del 45% de participación de Repsol en el Bloque CPO-09 por parte de Ecopetrol S.A. y la revalorización a precios de mercado de la participación preexistente del 55% (\$1,698) y b) la reversión del campo San Jacinto (\$37).

28. Resultado financiero

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Ingresos financieros		
Rendimientos e intereses	411	637
Activos financieros medidos a valor razonable	1,926	1,495
Otros ingresos	280	18
	2,617	2,150
Gastos financieros		
Costo financiero de préstamos y financiaciones (1)	(5,160)	(5,158)
Costo financiero de otros pasivos (2)	(1,851)	(1,774)
Activos financieros medidos a valor razonable	(1,658)	(1,324)
Otros gastos	(113)	(249)
	(8,782)	(8,505)
Pérdida por diferencia en cambio, neta		
Pérdida por diferencia en cambio	258	(37)
	258	(37)
	(5,907)	(6,392)

- 1) Al 31 de diciembre de 2025 se capitalizaron intereses en recursos naturales y propiedades, planta y equipo por \$923 (2024: \$845).
- 2) Incluye el gasto financiero por el interés neto de los beneficios post-empleo y otros beneficios a empleados a largo plazo y la actualización del pasivo por costos de abandono.

29. Gestión de riesgos

29.1 Riesgo de tipo de cambio

La Compañía 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 peso/dólar de los Estados Unidos, ha sido material.

La tasa de cambio del dólar estadounidense frente al peso colombiano ha fluctuado durante los últimos años. Al 31 de diciembre de 2025, el peso colombiano varió un 14.79% al pasar de una tasa de cierre al 31 de diciembre de 2024 de \$4,409.15 a \$3,757.08 pesos por dólar.

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

Los valores en libros de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera se presentan en la siguiente tabla:

(Millones de USD)	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre 2024
Efectivo y equivalentes de efectivo	535	594
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	1,440	1,369
Otros activos financieros	397	288
Otros activos	141	158
Total activos	2,513	2,409
Préstamos y financiaciones	(18,695)	(18,346)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(1,138)	(1,634)
Otros pasivos	(156)	(180)
Total pasivos	(19,989)	(20,160)
Posición pasiva neta	(17,476)	(17,751)

Del total de la posición neta para 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, USD\$16,956 millones (2024: USD\$17,224 millones) corresponden a instrumentos de cobertura cuyas variaciones cambiarias se reconocen en el otro resultado integral dentro del patrimonio, y USD\$520 millones (2024: USD\$527 millones) corresponden a pasivos netos en moneda extranjera cuya valoración impacta el resultado del periodo.

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 para reducir al mínimo la exposición de divisas al riesgo de tipo de cambio.

Así mismo, la Compañía ha ejecutado estrategias de cobertura con derivados financieros (opciones collar) para mitigar el riesgo cambiario.

29.2 Análisis de sensibilidad para riesgo de tipo de cambio

El siguiente es el efecto que tendría una variación del 8% y 15% 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 a 31 de diciembre de 2025:

Escenario/ variación TRM (+/-)	Efecto en resultados antes de impuestos (+/-)	Efecto en otros resultados integrales (+/-)
8%	156	5,096
15%	293	9,556

29.3 Cobertura de flujo de efectivo para futuras exportaciones

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 30 de septiembre de 2015, la Junta Directiva realizó la primera designación de deuda de Ecopetrol como instrumento de cobertura de sus ingresos futuros por exportación de crudo.

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

(Millones de USD)	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Saldo inicial	7,285	6,200
Reasignación de instrumentos de cobertura	1,316	1,200
Realización de las exportaciones	(1,316)	(1,200)
Designación de nuevas coberturas	-	1,085
Saldo final	7,285	7,285

El siguiente es el movimiento en los otros resultados integrales acumulados:

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Saldo inicial	1,571	(606)
Diferencia en cambio	(4,751)	3,896
Realización de exportaciones (Nota 24)	150	(240)
Inefectividad	(13)	(7)
Impuesto de renta diferido	1,775	(1,472)
Saldo final	(1,268)	1,571

La reclasificación esperada de la diferencia en cambio acumulada en el Estado de Otros Resultados Integrales acumulados al Estado de Ganancias y Pérdidas es la siguiente:

Año	Antes de impuestos	Impuestos	Después de impuestos
2026	1,095	(417)	678
2027	193	(73)	120
2028	193	(73)	120
2029	193	(73)	120
2030	140	(53)	87
2031	114	(43)	71
2032	114	(43)	71
2033	4	(3)	1
	2,046	(778)	1,268

29.4 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 ha designado como partida cubierta las inversiones netas en Oleoducto Central S.A. (Ocensa), Ecopetrol América LLC., Hocol Petroleum Ltd., Refinería de Cartagena S.A.S. y Ecopetrol Permian LLC. El saldo total cubierto al 31 de diciembre de 2025 corresponde a USD\$9,671 millones.

El siguiente es el movimiento en los otros resultados integrales acumulados:

	Por los años terminados al 31 de diciembre de	
	2025	2024
Saldo inicial	6,322	3,191
Diferencia en cambio	(6,427)	6,112
Impuesto de renta diferido	2,893	(2,981)
Saldo final	2,788	6,322

29.5 Riesgo de precio de commodities

El riesgo de precio de las materias primas está asociado con las operaciones de la Compañía, tanto exportaciones como importaciones de crudo, gas natural y productos refinados. Con el fin de mitigar este riesgo, Ecopetrol ha implementado coberturas para proteger parcialmente los resultados de las fluctuaciones de los precios, teniendo en cuenta que parte de la exposición financiera bajo contratos de compra de crudo y productos refinados depende de los precios internacionales del petróleo.

El riesgo de dicha exposición está parcialmente cubierto de forma natural, debido a que Ecopetrol es un grupo integrado (con operaciones en los segmentos de exploración y producción, transporte y logística y refinación) y realiza tanto exportaciones de crudo a precios del mercado internacional como ventas de productos refinados a precios correlacionados con los precios internacionales.

Ecopetrol cuenta con una política para la ejecución de coberturas e implementó procesos, procedimientos y controles para su gestión:

- El programa de coberturas estratégicas tiene como propósito principal proteger los estados financieros separados y consolidados ante la volatilidad de las variables de mercado en un periodo de tiempo determinado, proteger los ingresos y así el flujo de caja.
- Por su parte, las coberturas tácticas permiten capturar valor en operaciones de trading y Asset Backed Trading (ABT), mitigando el riesgo de mercado de operaciones específicas. En la actividad de comercialización, los compromisos en contratos físicos spot y a término suponen una exposición al riesgo de precio de commodities, en particular el riesgo asociado a la volatilidad del precio del crudo y productos refinados. Si bien, dicha exposición hace parte del riesgo natural de la actividad de producción, refinación y comercialización que realiza Ecopetrol, en ocasiones la comercialización, con el fin de maximizar la captura de valor, puede concentrar la exposición al riesgo en términos de plazo y/o indicador que difiere del perfil natural al riesgo de precio de la Compañía.

A la fecha de este informe Ecopetrol registran saldos en: Opciones PUT – Brent \$48 y Collares de TRM \$33. La constitución de estas operaciones con derivados está reconocida bajo contabilidad de coberturas de flujo de efectivo.

29.6 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. Por lo tanto, la volatilidad en las tasas de interés puede afectar el costo amortizado, el valor razonable y los flujos de efectivo relacionados con el portafolio de inversiones, la deuda y los patrimonios autónomos pensionales.

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

Los patrimonios autónomos vinculados a los pasivos pensionales de la Compañía están expuestos a cambios en las tasas de interés, debido a que incluyen instrumentos de tasa fija y tasa variable. La regulación colombiana establece lineamientos sobre patrimonios autónomos destinados a la garantía y pago de pensiones.

Al 31 de diciembre de 2025 el 22.73% (2024: 20.2%) del endeudamiento tiene tasa flotante. Con lo cual, si la tasa de interés de mercado sube, los gastos de financiación aumentarán, lo que genera un efecto adverso en los resultados de las operaciones.

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

	Efecto en resultados (+/-)		Efecto en ORI (+/-)
	Activos Financieros	Pasivos Financieros	Patrimonios autónomos
+100 puntos básicos	(12)	165	(412)
-100 puntos básicos	12	(165)	412

La sensibilización ante variación de las tasas de descuento de los pasivos por pensiones se muestra en la Nota 22.5 - Provisiones por beneficios a empleados.

29.7 Riesgo de crédito

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

Riesgo de crédito para clientes

En el proceso de venta de crudos, gas, refinados y productos petroquímicos y prestación de servicios de transporte, la Compañía puede estar expuesta al riesgo de crédito en el evento que los clientes incumplan sus compromisos de pago. La gestión 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. Así mismo, se realiza un monitoreo constante de las condiciones del mercado nacional e internacional para establecer alertas tempranas de cambios importantes que puedan impactar las obligaciones de pago oportuno de los clientes con la Compañía.

Para la cartera que es considerada deteriorada (Nota 7), se realiza un análisis 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:

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Vencidos con menos de tres meses (1)	5	-
Vencidos entre 3 y 6 meses (2)	2	6
Total	7	6

- 1) El monto se compone principalmente con el cliente Cenit transporte y logística de hidrocarburos S.A.S.
- 2) El monto se compone principalmente con el cliente Ecopetrol US Trading.

Calidad crediticia de recursos en instituciones financieras

Siguiendo el Decreto 1525 de 2008, que provee las normas generales sobre inversiones para entidades públicas, Ecopetrol estableció las directrices para la gerencia del portafolio de inversión. Estas directrices determinan que las inversiones de portafolio en dólares de la Compañía están limitadas a inversiones del excedente de efectivo en títulos de renta fija emitidos por entidades con calificación A o superior a largo plazo y A1 / P1 / F1 o superior en el corto plazo (escala internacional) por Standard & Poor's Ratings Services, Moody's Investors Service o Fitch Ratings. Adicionalmente, Ecopetrol S.A. 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. La Compañía debe invertir su exceso de efectivo en títulos de renta fija de emisores calificados AAA a largo plazo, y F1 + / BRC1 + en el corto plazo (escala local) por Fitch Ratings Colombia, BRC o Standard & Poor's. Además, la Compañía

también podrá invertir en valores emitidos o garantizados por el Gobierno Nacional sin restricciones de calificación (Nota 9.4).

Para diversificar el riesgo en la cartera de pesos, Ecopetrol S.A. no invierte más del 10% del exceso de efectivo en un determinado emisor. En el caso de portafolio en dólares, no se invierte más del 5% del exceso de efectivo en un emisor específico a corto plazo (hasta 1 año) o 1% a largo plazo.

La calidad crediticia de los emisores y contrapartes en transacciones relacionadas con instrumentos financieros puede verse en: Nota 6 – Efectivo y equivalentes, Nota 9 – Otros activos financieros y Nota 21.2 – Activos del plan.

29.8 Riesgo de liquidez

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

Por otro lado, la ocurrencia de situaciones que afecten el entorno político y regional de Colombia, podrían dificultar 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. 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 negativamente los resultados y la situación financiera.

El riesgo de liquidez se gestiona de acuerdo con las políticas destinadas para 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.

El siguiente es un resumen de la madurez de los préstamos y financiaciones al 31 de diciembre de 2025; los montos presentados en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar; los pagos previstos en moneda extranjera fueron re expresados tomando como tasa de cambio \$3,757.08 pesos por dólar:

	Hasta 1 año	1-5 años	5-10 años	> 10 años	Total
Préstamos (Pago de principal e intereses)	7,590	51,800	30,686	22,265	112,341
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	3,088	-	-	-	3,088
	10,678	51,800	30,686	22,265	115,429

29.9 Gestión del capital

El principal objetivo de la Gestión del Capital de la Compañía es asegurar una estructura financiera que optimice el costo de capital de la Compañía, que maximice el rendimiento a sus accionistas y permita el acceso a los mercados financieros a un costo competitivo para cubrir sus necesidades de financiación.

El siguiente es el índice de endeudamiento sobre los periodos informados:

	A 31 de diciembre de 2025	A 31 de diciembre de 2024
Préstamos y financiaciones (Nota 19)	73,925	84,655
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	(2,796)	(4,141)
Otros activos financieros (Nota 9)	(2,425)	(3,969)
Deuda financiera neta	68,704	76,545
Patrimonio	83,760	83,697
Apalancamiento (1)	45.06%	47.77%

1) Deuda financiera neta / (Deuda financiera neta + Patrimonio)

29.10 Riesgos y oportunidades relacionados con clima (No auditado)

La Compañía realiza dos tipos de análisis para los riesgos y oportunidades relacionados con el clima, el primero busca adaptar la estrategia de negocio a la transición energética y otro enfocado en los escenarios climáticos para identificar nivel de riesgo.

- **Riesgos físicos:** relacionados con la exposición y la vulnerabilidad de la Compañía a los impactos del cambio climático y la variabilidad climática, que podrían afectar la continuidad operacional y aumentar la exposición de los activos a posibles daños y pérdidas. Los riesgos físicos se clasifican en agudos y crónicos.
 - **Riesgos agudos,** son aquellos originados por eventos climáticos extremos, cuya frecuencia e intensidad han venido aumentando debido al incremento gradual de la temperatura global. En el territorio colombiano se reflejan, principalmente, en la ocurrencia del fenómeno de variabilidad climática “El Niño” y su fase opuesta “La Niña”. Estas condiciones podrían resultar, entre otras, en escasez de agua, olas de calor, inundaciones e incendios.
 - **Riesgos crónicos,** se derivan de un cambio sostenido a medio y largo plazo de las condiciones del clima, que para la Compañía se pueden ver reflejados en el aumento del nivel del mar, sobrecarga térmica y sequías, más allá del 2050.

En 2025, Ecopetrol S.A. desarrolló un Índice de Riesgo Climático específico para condiciones actuales y proyectadas bajo 3 escenarios climáticos, en coherencia con los horizontes de planificación de la Compañía y con su modelo de gestión del riesgo: (i) Alineado con objetivo del Acuerdo París (SSP1), (ii) Pico de emisiones en 2040 (SSP2), y (iii) ‘Business as Usual’ (SSP5). El análisis cubrió 34 polígonos (100% de las áreas licenciadas) del segmento de producción en Colombia, con el fin de identificar áreas críticas utilizando información nacional (sensibilidad hídrica, eventos climáticos extremos, áreas de protección ambiental, comunidades indígenas y étnicas, variabilidad climática, susceptibilidad a incendios e inundaciones, entre otras).

- **Riesgos de transición:** están relacionados con los retos que la Compañía ha identificado para transitar hacia una operación baja en emisiones de carbono, sostenible y competitiva. Ecopetrol llevó a cabo una priorización de riesgos de transición, identificando los siguientes:
 - **Riesgo regulatorio,** asociado a los cambios regulatorios que pueden afectar directamente a la Compañía en el corto y mediano plazo. Dentro de los cambios regulatorios se pueden destacar los siguientes: (i) nuevos requerimientos en las solicitudes de licencias ambientales, modificación de licencias o cambio menores de producción y exploración, asociados con la cuantificación de emisiones de GEI, acciones de mitigación, análisis de vulnerabilidad y riesgo climático, y acciones de adaptación, en el marco del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático Empresarial (PIGCCe), (ii) mayor exigencia asociada a la reglamentación para la detección y reparación de fugas, quemaduras y venteos de gas, (iii) limitaciones para el uso de compensación para cumplir las metas de descarbonización, (iv) nuevas exigencias para la validación y verificación de proyectos de reducción y su registro en el Registro Nacional de Reducciones de las Emisiones de GEI (RENARE), (v) puesta en marcha del Programa Nacional de Cupos Transables de Emisiones (PNCTE), similar a un Sistema de Comercio de Emisiones, en el cual se asignarían derechos de emisión. Este programa tiene prevista su entrada con implementación completa en el 2030.
 - **Riesgo legal,** asociado con las reacciones negativas y demandas frente a la acción climática de Ecopetrol S.A.
 - **Riesgo de activos atrapados** en el negocio tradicional de producción, transporte y refinación de hidrocarburos, considerando factores como las perspectivas de demanda de combustibles y los horizontes de beneficios de los activos.
 - **Riesgo de mercado,** relacionado con el cambio en las preferencias en el uso de productos bajos en carbono a largo plazo, lo cual implica un riesgo de la Compañía de no poder atender la demanda del mercado y de no avanzar de manera eficaz en el desarrollo de estos productos.

- **Riesgo reputacional**, asociado con la imposibilidad de responder oportunamente a las expectativas y demanda de los inversionistas y otros grupos de interés para establecer objetivos ambiciosos en materia de cambio climático, lo cual afectaría la imagen y la marca de la Compañía.
- **Riesgo tecnológico**, asociado con las afectaciones negativas a la rentabilidad del negocio si no se cuenta con la preparación y capacidad para adaptarse a nuevas tecnologías producto del proceso de transición.

Ecopetrol S.A. definió como riesgos empresariales, la “Rezagos en compromisos para la mitigación del cambio climático, agua neutralidad y biodiversidad frente a expectativas del mercado y grupos de interés”, que analiza la exposición a impactos derivados de respuestas ineficaces o tardías frente a exigencias y retos asociados al clima y “Accidentes mayores con consecuencias humanas, ambientales y operativas” que relaciona la exposición de la Compañía a eventos accidentales derivados de causas operacionales o de origen natural que generen impactos HSE con afectación intensa, grave y extendida que genere pérdidas o daños de los seres humanos y sus medios de subsistencia, el hábitat, y/o la continuidad del negocio.

Estos riesgos empresariales incorporan acciones de tratamiento, Indicadores Clave de Riesgo (KRI, por sus siglas inglés) y controles para gestionar, de manera efectiva, las causas y mitigar la materialización del riesgo.

Para el corte 31 de diciembre de 2025, no se materializaron eventos relacionados con los riesgos anteriormente identificados por la Compañía.

Ecopetrol construyó tres escenarios de transición energética que tienen como objetivo ser un marco de referencia sólido y unificado que permita al Grupo Ecopetrol (GE) anticipar y comprender los desafíos y oportunidades de la transición energética:

- **Alineación Climática (1,7° – 1,8°C)**: Transformación hacia economías bajas en emisiones, que alinea gobiernos e instituciones en torno a cambio climático. Además, los países desarrollados alcanzan Net-Zero y otros países siguen la ruta más lento. No es suficiente para alcanzar ambición Net-Zero a nivel global (1,5 °C).
- **Equilibrio Energético (1,9° – 2,3°C)**: Cambios fundamentales en los gobiernos, los mercados y la sociedad ponen en marcha una transición energética a largo plazo, continua el debate entre posición de seguridad energética y aceleración de la transición.
- **Divergencia Climática (2,5° – 2,8°C)**: Intereses en descarbonización disímiles a pesar de cambios en política, regulación y mercados. Decisiones de política pública global son insuficientes para cerrar la brecha de ambición climática.

Ecopetrol considera relevante comparar tres escenarios posibles. Si bien, el primero y el tercero no refleja la visión base del Grupo Empresarial, es necesario comparar otras perspectivas posibles sobre la transición energética en el mundo. Con base en la visión estratégica contemplada hacia el 2040, el Grupo Ecopetrol considera el segundo escenario como el más probable y alineado con situaciones en las que el futuro energético estará liderado por una transición energética gradual, la cual contempla el uso adicional de fuentes de energía de bajas emisiones sin eliminar la existencia y uso de energía convencional dentro de la matriz energética.

En este sentido, las **oportunidades asociadas a clima** se derivan del análisis de riesgos, la revisión de los escenarios de transición energética y de la alineación con la estrategia corporativa. En el proceso de identificación y evaluación de las oportunidades, la Compañía realiza un seguimiento y evaluación del mercado energético y del entorno empresarial. Se han identificado oportunidades relacionadas con la diversificación del negocio tradicional, diversificación en negocios sostenibles, eficiencia energética y energía renovable.

- **Diversificación del negocio tradicional**: El Grupo Ecopetrol ha identificado oportunidades para hacer más resiliente su negocio de hidrocarburos, aprovechando las perspectivas del gas, la necesidad de logística y transporte para otro tipo de combustibles y energéticos, y la creciente demanda de productos petroquímicos más sostenibles.

- **Diversificación en negocios sostenibles:** Teniendo en cuenta que la demanda de soluciones y servicios en esta línea aumentará en las próximas décadas, el Grupo define, dentro de su pilar de “Crecer con la transición energética”, el potencial de generación de EBITDA en las siguientes líneas de negocio: Transmisión, vías y telecomunicaciones (a través de ISA) y Energías para la transición (gas natural, hidrógeno y CCUS principalmente).
- **Eficiencia energética:** Ecopetrol, al ser uno de los mayores consumidores de energía en Colombia y representar una décima parte del consumo del país, tiene un compromiso con la Transición Energética Justa. Esto conlleva a la Compañía a ser un ejemplo de cómo optimizar el consumo como una palanca clave para enfrentar el cambio climático.
- **Energía renovable:** esta es una de las palancas estratégicas del Grupo. La expectativa de la Compañía es contar con una capacidad instalada del 30% al 40% del total del Grupo asociada a este tipo de energías, incluyendo solar, eólica, biomasa e hídrica.

30. Partes relacionadas

Los saldos con compañías subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 son los siguientes:

	Cuentas por cobrar	Otros activos financieros	Otros activos	Cuentas por pagar	Otros pasivos
Subsidiarias					
Refinería de Cartagena S.A.S.	2,902	-	-	817	-
Ecopetrol Capital AG	-	1,487	-	-	-
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S	12	-	-	398	-
Ecopetrol Trading Asia Pte Ltd	1,860	-	-	-	-
Ecopetrol US Trading LLC	703	-	-	221	-
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	-	-	-	1	-
Inversiones de Gases de Colombia S.A. - Invercolsa S.A.	42	-	-	1	1
Esenttia S.A.	16	-	-	-	-
Hocol S.A.	19	-	101	110	-
Esenttia Masterbatch Ltda	4	-	-	-	-
Oleoducto Central S.A. - Ocesa	16	-	-	453	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	3	-	-	132	-
Ecopetrol America LLC	-	-	-	2	-
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	2	-	-	-	-
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	-	-	-	44	-
Andean Chemicals Limited	1	-	-	-	-
Win Autogeneracion S.A.S.	-	-	29	-	-
Parque Solar Porton del Sol S.A.S E.S.P.	-	-	-	5	-
Negocios conjuntos					
Ecodiesel Colombia S.A.	3	-	-	45	-
Equion Energía Limited	-	-	-	-	1
Saldo al 31 de diciembre de 2025	5,583	1,487	130	2,229	2
Corriente	5,583	1,487	33	2,229	2
No corriente	-	-	97	-	-
	5,583	1,487	130	2,229	2
	(Nota 7)	(Nota 9)	(Nota 11)	(Nota 20)	

Ecopetrol S.A.



Notas a los estados financieros separados

31 de diciembre de 2025

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

	Cuentas por cobrar	Otros activos financieros	Otros activos	Cuentas por pagar	Otros pasivos
Subsidiarias					
Refinería de Cartagena S.A.S.	2,317	-	-	993	-
Ecopetrol Trading Asia Pte Ltd	1,890	-	-	-	-
Ecopetrol US Trading LLC	1,545	-	-	203	-
Inversiones de Gases de Colombia S.A. - Invercolsa S.A.	21	-	-	5	-
Esenttia S.A.	21	-	-	-	-
Oleoducto Central S.A. - Ocesa	17	-	-	538	-
Esenttia Masterbatch Ltda	12	-	-	-	-
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S	10	-	-	621	1
Hocol S.A.	8	-	77	153	-
Black Gold Re Limited	2	-	-	-	-
Ecopetrol America LLC	2	-	-	8	-
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	1	-	-	1	-
Econova Technology & Innovation S.L	1	-	-	-	-
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	-	-	-	112	-
Ecopetrol Capital AG	-	1,266	-	-	-
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	-	-	-	68	-
Negocios conjuntos					
Ecodiesel Colombia S.A.	4	-	-	59	-
Equion Energía Limited	-	-	-	1	-
Asociadas					
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	3	-	-	1	-
Saldo al 31 de diciembre de 2024	5,854	1,266	77	2,763	1
Corriente	5,855	1,266	3	2,763	1
No corriente			74		
	5,855	1,266	77	2,763	1
	(Nota 7)	(Nota 9)	(Nota 11)	(Nota 20)	

Las principales transacciones con partes relacionados por el año terminado al 31 de diciembre se detallan como sigue:

	2025		2024	
	Ingresos	Costos y gastos	Ingresos	Costos y gastos
Subsidiarias				
Refinería de Cartagena S.A.S.	18,250	9,147	19,516	8,898
Ecopetrol Trading Asia Pte. Ltd.	17,815	-	21,390	-
Ecopetrol US Trading LLC	12,980	3,808	14,368	3,111
Esenttia Masterbatch Ltda	98	-	123	-
Inversiones de Gases de Colombia S.A. - Invercolsa S.A.	148	13	217	11
Esenttia S.A.	83	4	100	1
Hocol S.A.	85	843	94	592
Oleoducto Central S.A. - Ocesa	50	5,595	101	5,214
Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S.	54	5,016	89	5,270
Ecopetrol Capital AG	1,455	1,363	1,442	1,296
Ecopetrol Usa Inc	2	-	1	-
Ecopetrol Oleo & Gas do Brasil Ltda	2	-	2	1
Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.	9	1,309	1	1,204
Ecopetrol Costa Afuera	-	-	-	-
Ecopetrol América LLC	-	9	2	9
Oleoducto de Colombia S.A. - ODC	-	664	-	706
Andean Chemicals Limited	1	-	-	-
Econova Technology & Innovation, S.L	-	-	1	-
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	-	-	-	1
Negocios conjuntos				
Ecodiesel Colombia S.A.	41	567	39	516
Asociadas				
E2 Energía Eficiente S.A. E.S.P.	32	1	85	2
	51,105	28,339	57,571	26,832

30.1 Directivos clave de la gerencia

De acuerdo con la aprobación impartida por la Asamblea General de Accionistas del año 2012, que quedó consignada en el Acta No. 026, los honorarios de los directores por asistencia a las reuniones de la Junta Directiva y/o de Comités corresponden a seis salarios mínimos mensuales legales vigentes por sesión de Junta Directiva y/o Comités.

Por otra parte, en la Asamblea General de Accionistas del año 2018, se aprobó la reforma de los Estatutos Sociales que consta en el Acta No. 036, en virtud de la cual, se eliminó el párrafo cuarto del artículo 23 que hacía la diferenciación entre los honorarios de reuniones presenciales y no presenciales. Los miembros de la Junta Directiva no tienen ninguna clase de remuneración variable. El monto cancelado en el año 2025 por concepto de honorarios a miembros de Junta Directiva ascendió a \$4 (2024 - \$6).

La compensación total pagada a los miembros del Comité Directivo activos al 31 de diciembre del 2025 ascendió a \$33 (2024 - \$23). Los directores para el corte diciembre 2025 no son elegibles para recibir los beneficios de pensión y jubilación.

Al 31 de diciembre de 2025, Germán González, uno de los directores claves de la gerencia, poseía acciones de Ecopetrol S.A., las cuales equivalen al 1% de las acciones en circulación de la Compañía.

30.2 Planes de beneficios post-empleo

La administración y el manejo de los recursos para el pago de la obligación pensional de Ecopetrol están a cargo de los patrimonios autónomos pensionales (PAP's), los cuales sirven como garantía y fuente de pago. En el año 2008, Ecopetrol S.A. recibió la autorización para conmutar parcialmente el valor correspondiente a mesadas, bonos y

cuotas partes, trasladando dichas obligaciones y los dineros que las soportan a patrimonios autónomos de carácter pensional, de acuerdo con lo estipulado en el Decreto 1833 de 2016.

Desde 2016, las entidades que administraron los recursos fueron: Fiduciaria Bancolombia, Fiduciaria de Occidente y Consorcio Ecopetrol PACC (conformado por Fiduciaria La Previsora, Fiduciaria Bancoldex, Fiduagraria y Fiduciaria Central). Estas fiduciarias gestionaron los recursos pensionales por un periodo de cinco años (2016-2023) y como contraprestación recibieron una remuneración con componentes fijos y variables, éstos últimos se liquidaron sobre los rendimientos brutos de los portafolios y una comisión de éxito al administrador con mejor rentabilidad y relación riesgo/retorno.

A partir del 2022, y luego de un proceso riguroso de selección como de asignación de activos, los nuevos administradores de los Pasivos Pensionales hasta diciembre de 2028 son: BBVA Asset Management, Fiduciaria Bogotá, y el Consorcio Ecopetrol PACC 2021 conformado por Fiduciaria La Previsora, Fiduciaria Bancoldex, Fiduagraria y Fiduciaria Central.

30.3 Entidades relacionadas del Gobierno

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

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

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, tiene como objetivo administrar integralmente las reservas y recursos de hidrocarburos de propiedad de la Nación.

De acuerdo con lo establecido en el numeral 10 del artículo 3° del Decreto 714 de 2012, tiene suscrito con Ecopetrol S.A. un negocio jurídico cuyo objeto es la compraventa de regalías de crudo, generadas por algunos campos productores de petróleo del país en los cuales se realicen entregas en especie y cuyos precios son calculados de acuerdo con una fórmula establecida, la cual refleja los precios de venta, con ajuste a la calidad de la gravedad API, contenido de azufre, tarifas de transporte a los puertos de exportación o con destino a las Refinerías de Barrancabermeja y/o de Cartagena. El contrato de Compraventa entre la ANH y Ecopetrol está vigente desde el 1° de Julio de 2023 hasta el 30 de junio de 2026.

El valor de compra de hidrocarburos a la ANH se detalla en la Nota 25 - Costo de ventas.

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 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. Este diferencial puede ser a favor o en contra de los productores. El valor de este diferencial se encuentra detallado en las Notas 24 – Ingresos de actividades ordinarias y 7 – Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar.

c) Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales

Ecopetrol como cualquier otra compañía en Colombia, tiene obligaciones de tipo tributario que debe cumplir ante esta entidad, no se tiene ninguna otra clase de vínculo ni relación de carácter comercial con la misma.

d) Contraloría General de la República

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

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 2025 son:

31.1 Contratos en los cuales Ecopetrol no es el operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
SierraCol Energía Arauca	Chipirón	Producción	30%+Factor R	Colombia
	Cosecha		30%	
	Cravo Norte		55%+PAP	
	Rondón		65%	
Frontera Energy Colombia Corp	Quifa	Producción	40%+PAP	Colombia
Hocol S.A.	Guajira	Producción	57%	Colombia
Union Temporal Ismocol Joshi Parko	CPI Palagua	Producción	100% según otrosí No. 5	Colombia (Puerto Boyacá – Santander)
Parex Resources Colombia LTD	LLA-122	Exploración	50%	Colombia (Piedemonte Central)
	LLA-121			
	LLA-4-1			
Anadarko Colombia Company (OXY)	E&P COL 1	Exploración	40%	Offshore Caribe Norte
	E&P COL 2			
	E&P COL 6			
	E&P COL 7			
Petrobras	E&E GUA OFF-0	Exploración	55.56%	Offshore Caribe Norte

31.2 Contratos en los cuales Ecopetrol es operador

Socios	Contrato	Tipo	% Participación	Zona geográfica de operación
ExxonMobil Exploration Colombia	VMM29	Exploración	50%	Colombia
	CR2		50%	
	C62		50%	
CPVEN E&P Corp Sucursal Colombia	VMM32	Exploración	51%	Colombia
Repsol Exploración Colombia S.A.	Catleya	Exploración	50%	Colombia
Emerald Energy PLC Suc. Colombia	Cardon	Exploración	50%	Colombia
Parex Resources Colombia Ltd.	ORC401 CRC-2004-01	Exploración	50%	Colombia
Parex Resources Colombia Ltd.	OJANOM	Producción	100%	Colombia
	OJAOCN			
	OJAORM			
	OJASUM			
SierraCol Energía Arauca	La Cira Infantas	Producción	52%+PAP	Colombia
	Teca		100% Básica y 60% Incremental	

La Compañía adquiere compromisos de inversión al momento de recibir los derechos de exploración y/o explotación de un área determinada por parte de la autoridad competente. Al corte 31 de diciembre de 2025, los compromisos de inversión con la ANH por valor de USD \$356 millones (2024 – USD \$370 millones). Este valor incluye

principalmente los contratos de COL-1, GUA OFF-0, Farallones y LLA-122.

33. Reservas de petróleo y gas (No auditado)

Ecopetrol se acoge a los estándares internacionales para la estimación, categorización y reporte de reservas, de conformidad con las definiciones de la Securities and Exchange Commission (SEC). El reporte oficial de reservas fue presentado al Comité de Reservas de Ecopetrol y al Comité de Auditoría de Junta Directiva y a la Junta Directiva en febrero del 2026 para su aprobación.

Las reservas fueron certificadas en un 99% por 3 compañías especializadas: DeGolyer and MacNaughton , Ryder Scott Company y Gaffney and Cline . 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 Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América.

La siguiente información corresponde a las reservas probadas netas de propiedad de Ecopetrol en 2025 y 2024 (No incluye compañías filiales ni subordinadas) y corresponde a los balances oficiales de reservas preparados por la Compañía.

	2025			2024		
	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbpe)	Petróleo (Mbls)	Gas (Gpc)	Total (Mbpe)
Reservas probadas:						
Saldo inicial	1,329	1,565	1,604	1,269	1,809	1,586
Revisión de estimaciones	161	(103)	143	74	(104)	57
Recobro mejorado	136	28	140	79	102	97
Compras	-	-	-	32	-	32
Extensiones y descubrimientos	3	1	2	40	1	40
Ventas	-	-	-	-	-	-
Producción	(168)	(209)	(204)	(165)	(243)	(208)
Saldo final	1,461	1,282	1,685	1,329	1,565	1,604
<i>Reservas probadas desarrolladas</i>						
Saldo inicial	974	1,386	1,217	981	1,627	1,267
Saldo final	1,073	1,150	1,274	974	1,386	1,217
<i>Reservas probadas no desarrolladas</i>						
Saldo inicial	355	179	387	288	183	320
Saldo final	388	132	411	355	179	387

Algunos valores fueron redondeados para propósitos de presentación.

Mbls = Millones de barriles

Mbpe = Millones de barriles de petróleo equivalentes

Gpc: Giga pies cúbicos

34. Eventos subsecuentes y/o relevantes

Se presentaron los siguientes eventos subsecuentes o relevantes objeto de revelación posteriores a la fecha de emisión de los estados financieros.

- Efectos de nuevos decretos tributarios

Decreto 1474 de 2025

La Compañía informa que el decreto en mención creó el impuesto especial para la estabilidad fiscal que grava con el uno por ciento (1%) la primera venta o la exportación de crudo extraído en el país.

Mediante el Comunicado de Prensa No. 01 del 29 de enero de 2026, la Corte Constitucional informó su decisión de suspender provisionalmente los efectos jurídicos de los Decretos de Emergencia Económica incluido el Decreto 1474/2025.

El 3 de febrero de 2026, Ecopetrol S.A. fue notificado del Oficio No. 142 (Consecutivo 100153156-158) mediante el cual la DIAN señaló que el Impuesto Especial para la Estabilidad Fiscal causado entre el 1° y el 29 de enero de 2026 se generó válidamente, mientras estuvo vigente el Decreto 1474 y, en consecuencia, dicho impuesto debe ser pagado por Ecopetrol S.A. según el vencimiento establecido para el efecto.

Adicionalmente, la DIAN afirmó que el mencionado Decreto se encuentra actualmente suspendido por decisión de la Honorable Corte Constitucional, con lo cual la DIAN está dándole plenos efectos jurídicos al Comunicado de Prensa de la Corte Constitucional indicado anteriormente.

Por lo anterior, Ecopetrol S.A. no causará el Impuesto Especial para la Estabilidad Fiscal sobre las operaciones de venta (primera venta) o exportación de crudo realizadas a partir del 30 de enero de 2026 y, hasta que se emita una decisión de fondo sobre la constitucionalidad del Estado de Emergencia.

Se aclara que durante el año 2025 la Compañía no tuvo efectos derivados de la aplicación del Decreto 1474 de 2025.

Decreto 0173 de febrero de 2026

Mediante la expedición de este decreto realizado en el marco del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica, decretado por el Gobierno Nacional, se creó el Impuesto al patrimonio el cual gravará la posesión del patrimonio líquido, al 1° de marzo de 2026, igual o superior a 200.000 UVT (\$10.475 millones año 2026). La tarifa para Ecopetrol será del uno punto seis por ciento (1.6%). Este impuesto será pagado en dos cuotas iguales el 1 de abril y el 4 de mayo de 2026.

La vigencia de este decreto será hasta el 31 de diciembre de 2026

- Pago de facturas de crudo mediante acciones de la Refinería

En la sesión ordinaria celebrada el 25 de septiembre de 2025, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó por unanimidad autorizar la capitalización de la Refinería de Cartagena hasta por un monto de USD 800 millones (MUSD). La operación se realizará mediante la emisión de acciones por parte de la Refinería de Cartagena, las cuales serán entregadas a Ecopetrol como contraprestación por el crudo suministrado, en el marco del contrato de compraventa de crudo vigente entre las compañías.

La ejecución de la operación tuvo lugar entre enero y febrero de 2026, una vez sea aprobada por la Asamblea General de Accionistas de la Refinería de Cartagena. La transacción será reconocida en los estados financieros considerando la fecha en que dicha aprobación sea otorgada

- Efectos actualización regulatoria en Ecuador

De acuerdo con la actualización regulatoria realizada por el Gobierno de Ecuador, la tarifa por el transporte de crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) se incrementará de USD 3 a USD 30

por barril a partir del 23 de enero de 2026. Esta medida representa un aumento del 900 % en el costo aplicado a usuarios extranjeros, incluyendo el crudo movilizado por Colombia.

Con base en lo anterior, para 2026 se prevé un incremento significativo en los costos de transporte, proporcional a la nueva tarifa establecida por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos de Ecuador.

- **Resolución sancionatoria de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles – Interchile**

El 20 de febrero de 2026, Interchile S.A. fue notificada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles sobre la imposición de una multa por 180,000 UTM (CLP \$12,517,560,000 aproximadamente USD14,5 millones), relacionada con el evento de indisponibilidad del Sistema Eléctrico Nacional ocurrido el 25 de febrero de 2025.

El equipo legal de la Compañía ha iniciado el análisis de las acciones de defensa y se ha definido impugnar la resolución en todas las instancias disponibles. Las alternativas en evaluación consideran: i) Recurso de reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y ii) Reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones (que implica transferir el equivalente al 25% del monto a este tribunal), con la posibilidad de recurrir posteriormente ante la Corte Suprema.

Es relevante destacar — la propia resolución de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles lo establece expresamente— que la multa no es exigible mientras: i) esté vigente el plazo para presentar un recurso administrativo o judicial, y/o ii) exista un reclamo de ilegalidad pendiente ante los tribunales de justicia.

En términos prácticos, esto significa que la Compañía no tiene obligación de pagar suma alguna en este momento, y este escenario se mantendrá al menos durante todo el proceso de impugnación, el cual podría extenderse por un horizonte aproximado de un año o más. Asimismo, el monto final de la sanción no puede ser determinado en esta etapa.

Desde la perspectiva financiera, no anticipamos impactos sobre el RSCD (ratio de cobertura de servicio a la deuda), la operación de Interchile ni su capacidad para cumplir sus obligaciones contractuales y financieras.

Ecopetrol S.A.

Notas a los estados financieros intermedios condensados separados

31 de diciembre de 2025

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

Anexo 1. Compañías subsidiarias y negocios conjuntos

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Subsidiarias									
Refinería de Cartagena S.A.S.	Dólar	100%	Refinación de hidrocarburos, comercialización y distribución de productos	Colombia	Colombia	23,380	(821)	34,946	11,566
Cenit transporte y logística de hidrocarburos S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Almacenamiento y transporte por ductos de hidrocarburos	Colombia	Colombia	16,858	5,123	19,715	2,857
Ecopetrol Global Energy S.L.U.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	España	España	17,061	605	17,061	0
Hocol Petroleum Limited.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	3,936	403	3,974	38
Esenttia S.A.	Dólar	100%	Producción y comercialización de resina de polipropileno	Colombia	Colombia	2,577	50	2,866	289
Ecopetrol Capital AG	Dólar	100%	Captación de excedentes y financiamiento para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Suiza	Suiza	1,399	60	8,909	7,510
Black Gold Re Ltd.	Dólar	100%	Reaseguradora para compañías del Grupo Empresarial Ecopetrol	Bermuda	Bermuda	1,095	86	1,432	337
Andean Chemicals Ltd.	Dólar	100%	Vehículo de inversión	Bermuda	Bermuda	1,941	64	1,947	6
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P	Peso Colombiano	51.41%	Prestación del servicio público de transmisión de energía eléctrica, el desarrollo de proyectos de infraestructura y su explotación comercial y el desarrollo de sistemas, actividades y servicios de tecnologías de información y telecomunicaciones.	Colombia	Latino America	28,307	2,420	76,130	47,823
Inversiones de Gases de Colombia S.A. Invercolsa S.A.	Peso Colombiano	51.88%	Holding con inversiones en compañías de transporte y distribución de gas natural y GLP en Colombia	Colombia	Colombia	648	286	692	44
Econova Technology & Innovation S.L.	Dólar	100%	Ejecución de actividades relacionadas con ciencia, tecnología e innovación (CT+I)	España	España	3	(4)	4	2
Ecopetrol Singapore PTE. LTD	Dólar de Singapur	100%	Holding con inversión en compañía de comercialización internacional de crudos y productos refinados	Singapur	Asia	615	380	615	0

Ecopetrol S.A.



Notas a los estados financieros separados

31 de diciembre de 2025

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

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Subsidiarias									
Wind Autogeneración S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Producción de energía eólica	Colombia	Colombia	64	(1)	93	29
Parque Solar Portón del Sol S.A.S E.S.P.	Peso Colombiano	100%	Producción de energía eólica	Colombia	Colombia	272	(4)	583	311
Enerfin Servicios S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Producción de energía eólica	Colombia	Colombia	0	(0)	3	2
Planta Solar Sahagun S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Producción de energía eólica	Colombia	Colombia	6	0	6	0
El Roble Solar S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Producción de energía eólica	Colombia	Colombia	3	(0)	3	0
Girasol I S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Producción de energía eólica	Colombia	Colombia	1	0	1	0
La Cayena Solar S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Producción de energía eólica	Colombia	Colombia	1	(0)	2	0
Córdoba Solar 2 S.A.S.	Peso Colombiano	100%	Producción de energía eólica	Colombia	Colombia	1	(0)	1	0

Compañía	Moneda funcional	Porcentaje participación Ecopetrol	Actividad	País/ Domicilio	Área geográfica de operaciones	Patrimonio neto	Ganancia (pérdida) del ejercicio	Total activos	Total pasivos
Negocios conjuntos									
Equion Energía Limited	Dólar	51%	Exploración, explotación y producción de hidrocarburos	Reino Unido	Colombia	1,389	33	1,453	64
Ecodiesel Colombia S.A. (1)	Peso Colombiano	50%	Producción, comercialización y distribución de biocombustibles y oleoquímicos	Colombia	Colombia	167	58	283	117

(1) Información disponible al 30 de noviembre de 2025.

Ecopetrol S.A.



Notas a los estados financieros separados

31 de diciembre de 2025

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

Anexo 2. Condiciones de los préstamos más significativos (valores nominales)

Clase de crédito	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Moneda	Valor desembolsado	Saldo pendiente 31-dic-2025	Saldo pendiente 31-dic-2024	Tipo de interés	Amortización principal	Pago de intereses
Bonos moneda nacional	dic-10	dic-40	COP	284	284	284	Flotante	Bullet	Semestral
	ago-13	ago-28		348	348	348			
	ago-13	ago-43		263	263	263			
				895	895	895			
Bonos moneda extranjera	jul-23	ene-29	USD	1,200	1,200	1,200	Fijo	Bullet	Semestral
	abr-20	abr-30		2,000	2,000	2,000			
	nov-21	nov-31		1,250	1,250	1,250			
	oct-24	feb-32		1,750	1,750	1,750			
	ene-23	ene-33		2,000	2,000	2,000			
	jul-23	ene-33		300	300	300			
	ene-24	ene-36		1,850	1,850	1,850			
	sep-13	sep-43		850	850	850			
	may-14	may-45		2,000	2,000	2,000			
	nov-21	nov-51		750	750	750			
				3,600	3,600	3,600			
Créditos comerciales Locales	jun-23	dic-28	COP	1,000	1,000	1,000	Flotante	Semestral	Semestral
	jul-24	jul-31		1,000	1,000	1,000			
				2,000	2,000	2,000			
Créditos comerciales Internacionales	dic-22	dic-27	USD	700	700	1,530	Flotante	Bullet	Semestral
	dic-22	dic-27		300	300	300			Semestral
	may-23	may-28		400	400	400			Trimestral
	jul-24	abr-29		1,200	1,200	1,200			Semestral
	may-25	abr-30		500	500	-			Mensual
	nov-25	nov-30		281	281	-			Semestral
	nov-25	nov-30		249	249	-			Semestral
				3,630	3,630	3,430			
Créditos comerciales internacionales - Refinería de Cartagena	dic-17	dic-27	USD	2,001	179	311	Fijo	Semestral	Semestral
	dic-17	dic-27		76	7	12	Flotante		
	dic-17	dic-27		73	7	11	Fijo		
	dic-17	dic-27		159	14	25	Flotante		
				2,309	207	359			

Los créditos en moneda USD están expresados en millones.