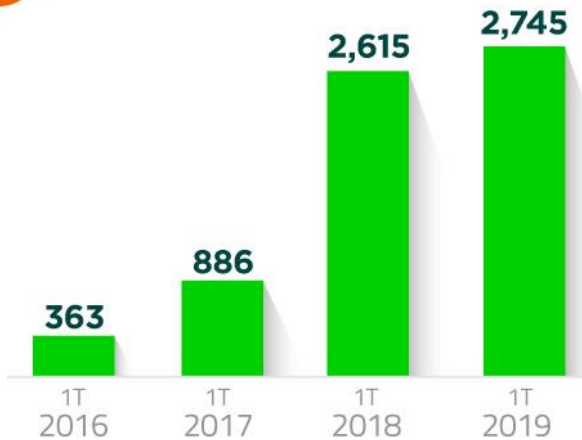


# Resultados Primer Trimestre 2019

Avanzando con el Plan de Negocios

## Utilidad Neta

Miles de Millones COP



## EBITDA / Margen EBITDA

■ EBITDA Billones COP ● Porcentaje Margen EBITDA



## Exploración

- Éxito exploratorio en el pozo delimitador Jaspe-8
- Firma de dos contratos de Exploración y Producción en el Caribe Colombiano
- Ratificamos el interés en actividad exploratoria en el offshore

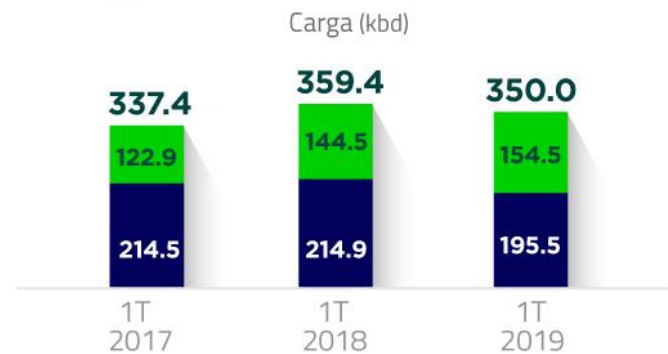
## Producción en línea con la meta 720-730 kbped



kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día

## Refinación Comprometidos con la meta 2019 (350-375 kbd)

■ Cartagena ■ Barrancabermeja



kbd: Miles de barriles por día

Se realizaron mantenimientos en la Refinería de Barrancabermeja durante el 1T19. Operación normalizada al cierre del trimestre.

## Transporte Mayor volumen transportado



kbd: Miles de barriles por día



**En el primer trimestre de 2019 el Grupo Ecopetrol reportó una utilidad neta de 2.7 billones de pesos y un EBITDA de 7.4 billones de pesos, equivalente a un margen EBITDA de 46%.** Estos resultados se alcanzaron incluso con un menor precio del Brent, el cual pasó de 67.2 dólares por barril en el primer trimestre de 2018 a 63.8 dólares por barril al cierre del primer trimestre de 2019.

La producción del Grupo Ecopetrol para el primer trimestre alcanzó 728 mil barriles de petróleo equivalente por día, ubicándose cerca del rango alto de la meta establecida para 2019. Este resultado refleja la respuesta positiva de los yacimientos con recobro primario y secundario, el desarrollo de mercados de gas, y la eficaz ejecución del plan de inversiones. En el primer trimestre de 2019 se finalizaron 158 pozos de desarrollo y se tuvieron en promedio 41 taladros en operación, 13 más que los utilizados en el primer trimestre del año pasado.

Destacamos la estabilidad operativa alcanzada durante el trimestre, apalancada en el adecuado manejo de entorno, permitiendo una operación continua en todas las regiones donde operamos. Esto contribuyó al aumento de producción frente al mismo periodo de 2018, el cual se vio afectado por un entorno retador de orden público en el departamento del Meta.

Los volúmenes vendidos alcanzaron los 909 mil barriles equivalentes por día, un 7% más que en el primer trimestre de 2018, impulsados por los mayores niveles de producción y el incremento en las ventas de la refinería de Cartagena. Este crecimiento permitió moderar el impacto del mantenimiento programado de la planta de Hidrot ratamiento de Diésel (HDT) de la refinería de Barrancabermeja.

Así mismo, durante el primer trimestre del año evidenciamos un entorno macroeconómico favorable, donde una mayor tasa de cambio, una menor tasa efectiva de tributación y mayores ahorros en gastos financieros permitieron compensar el menor precio del Brent. Al cierre del trimestre, el diferencial de la canasta de venta de crudo registró -7.6 dólares por barril, nivel similar a los -7.3 dólares por barril alcanzados en el mismo periodo de 2018.

En el frente exploratorio, el Grupo Ecopetrol ratificó su interés por el offshore colombiano mediante la firma de dos nuevos contratos de Exploración y

Producción para los bloques COL-5 (100% ECP-Operador) y GUA OFF-1 (50% Repsol – Operador, 50% ECP), ambos en el mar Caribe.

En el onshore colombiano, el Grupo Ecopetrol y sus socios completaron la perforación de tres pozos exploratorios, de los cuales el pozo delimitador Jaspe-8 confirmó la extensión del descubrimiento Jaspe en las arenas basales de la Formación Carbonera, mientras que los otros dos fueron declarados secos.

En línea con nuestra estrategia de expansión internacional, Ecopetrol Brasil compró 10,374 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y 2,660 km de sísmica 2D con el propósito de evaluar la prospectividad de bloques a ser ofertados en las rondas No.6 y No.16, en las cuencas de Santos y Campos.

**“La producción alcanzó 728 mil barriles de petróleo equivalente por día, ubicándose cerca del rango alto de la meta establecida para 2019”**



El segmento de transporte continuó siendo un gran generador de caja para el Grupo. Los volúmenes de crudo transportados en el primer trimestre de 2019 aumentaron cerca de 11% frente al mismo periodo del año pasado, apalancados por la mayor producción. Se realizaron ocho ciclos de reversión en el oleoducto Bicentenario, que permitieron mitigar el impacto de los ataques a la infraestructura en el oleoducto Caño Limón – Coveñas.

La refinería de Cartagena continuó con su proceso de optimización, logrando una carga de 155 mil barriles por día, 7% más que en el primer trimestre de 2018, como resultado de una operación estable y la implementación de iniciativas que eliminaron cuellos de botella en algunas unidades.

El margen bruto de la refinería de Cartagena fue de 11.0 dólares por barril, frente a 11.5 dólares en el primer trimestre del 2018. El debilitamiento de los



precios de gasolina y nafta, que empezó a evidenciarse desde el cuarto trimestre de 2018, continuó impactando el margen, pero se vio compensado por un menor costo de materia prima, dada la mayor participación de crudo local en la dieta de la refinería en el primer trimestre de 2019 (87%) versus el mismo período de 2018 (71%).

Por su parte, la refinería de Barrancabermeja tuvo una carga promedio de 196 mil barriles por día, debido a la parada programada de la unidad de Hidrotratamiento de Diésel (HDT) por cambio de catalizador e inspección de equipos. Este mantenimiento permitirá la producción de aproximadamente 66 mil barriles de diésel virgen con un contenido de azufre entre 10 y 15 partes por millón (ppm). Este esfuerzo está alineado con nuestro compromiso de entregar un diésel de mejor calidad al país.

El margen bruto de la refinería de Barrancabermeja fue de 10.5 dólares por barril frente a 11.8 dólares en el primer trimestre de 2018, impactado por el debilitamiento de los precios de los productos refinados, en adición al efecto operacional resultante de los mantenimientos del periodo.

En lo concerniente a la ejecución del Plan de Inversiones, durante el primer trimestre de 2019, tuvimos un muy buen comportamiento al registrar 647 millones de dólares para el Grupo Ecopetrol, esto representa un incremento del 59% frente al primer trimestre de 2018. De esta forma se mejora el ritmo de ejecución de inversiones al inicio del año, comparado con lo registrado en años anteriores. La ejecución se concentró en el segmento de Exploración y Producción, con un crecimiento del

46% frente al primer trimestre de 2018. Es importante destacar la dinámica de maduración de los proyectos clave del año en curso, donde el 74% de los recursos requeridos por éstos ya han sido liberados para su ejecución.

Continuando con nuestra estrategia de mayores eficiencias, en el primer trimestre del año se incorporaron 487 mil millones de pesos, relacionados principalmente con eficiencias de CAPEX en los costos de perforación y la construcción de facilidades.

Finalmente, quiero destacar dos eventos muy importantes para el mercado que se dieron en el primer trimestre del año: el primero, la actualización del plan de negocio 2019-2021, que busca maximizar la creación de valor a través del aprovechamiento de nuestra posición líder como empresa integrada en Colombia, bajo criterios renovados de sostenibilidad, competitividad y rentabilidad; y el segundo, la aprobación de un dividendo de 225 pesos por acción en la Asamblea Ordinaria del pasado 29 de marzo, respaldado por el sólido desempeño financiero de la Compañía, el cumplimiento anticipado de sus metas y la robusta posición de caja al cierre del 2018.

Seguimos comprometidos con una operación segura, que proteja a nuestros trabajadores y al medio ambiente; eficiente y rentable, que genere valor a nuestros accionistas y prosperidad compartida en las regiones donde operamos, todo ello dentro del marco de la ética empresarial.

Felipe Bayón Pardo  
Presidente Ecopetrol S.A



Bogotá, mayo 6 de 2019. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el primer trimestre de 2019, preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

**Durante el primer trimestre de 2019 el Grupo Ecopetrol obtuvo una utilidad de COP 2.7 billones y un EBITDA de COP 7.4 billones, superando el resultado del año anterior, incluso con el menor precio del Brent. Los segmentos de producción y transporte tuvieron un mejor desempeño operativo y financiero frente al primer trimestre del año anterior, mientras que el segmento de refinación se vio afectado por menores diferenciales en productos y la salida a mantenimiento programado de la Unidad de Hidrotratamiento de Diésel (HDT) en la Refinería de Barrancabermeja.**

**Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol**

Miles de Millones (COP)	1T 2019	1T 2018	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ventas totales</b>	<b>15,943</b>	<b>14,643</b>	<b>1,300</b>	<b>8.9%</b>
Depreciación y amortización	1,970	1,770	200	11.3%
Costos variables	6,118	5,201	917	17.6%
Costos fijos	2,147	1,876	271	14.4%
<b>Costo de ventas</b>	<b>10,235</b>	<b>8,847</b>	<b>1,388</b>	<b>15.7%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>5,708</b>	<b>5,796</b>	<b>(88)</b>	<b>(1.5%)</b>
Gastos operacionales	751	616	135	21.9%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>4,957</b>	<b>5,180</b>	<b>(223)</b>	<b>(4.3%)</b>
Ingresos (gastos) financieros	(386)	(568)	182	(32.0%)
Participación en resultados de compañías	161	85	76	89.4%
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>4,732</b>	<b>4,697</b>	<b>35</b>	<b>0.7%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(1,674)	(1,880)	206	(11.0%)
<b>Ganancia neta consolidada</b>	<b>3,058</b>	<b>2,817</b>	<b>241</b>	<b>8.6%</b>
Interés no controlante	(313)	(202)	(111)	55.0%
<b>Ganancia neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>2,745</b>	<b>2,615</b>	<b>130</b>	<b>5.0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>7,357</b>	<b>7,149</b>	<b>208</b>	<b>2.9%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>46.1%</b>	<b>48.8%</b>	<b>-</b>	<b>(2.7%)</b>

Las cifras incluidas en este reporte no son auditadas. La información financiera se encuentra expresada en miles de millones de pesos colombianos (COP), o dólares estadounidenses (USD), o miles de barriles de petróleo equivalentes por día (kbped) o toneladas y así se indica cuando corresponde. Para efectos de presentación, ciertas cifras de este informe fueron redondeadas al decimal más cercano.

Declaraciones de proyección futura: Este comunicado puede contener declaraciones de proyección futura relacionadas con las perspectivas del negocio, estimados para los resultados operativos y financieros, y de crecimiento de Ecopetrol. Se trata de proyecciones y, como tal, están basadas únicamente en las expectativas de la dirección con relación al futuro de la empresa y su continuo acceso a capital para financiar el plan de negocios de la Compañía. Dichas declaraciones a futuro dependen, básicamente, de cambios en las condiciones de mercado, regulaciones de gobierno, presiones de la competencia, el desempeño de la economía colombiana y la industria, entre otros factores; por lo tanto, están sujetas a cambios sin aviso previo.



## I. Resultados Financieros y Operativos Grupo Ecopetrol

### 1. Estado de Resultados

#### a) Ingresos por Ventas

Aumento de 8.9% en los ingresos por ventas del 1T19 versus el 1T18 como resultado combinado de:

- Menor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos -3.8 USD/bl (COP -0.9 billones), principalmente por la disminución de los precios de referencia del crudo Brent.
- Efecto volumen de ventas (COP +0.9 billones, +57.3 kbped) debido a: i) mayor volumen vendido de crudo (+43.3 kbped), en línea con el incremento de la producción y consumo de inventario, ii) incremento en la venta de productos (+6.7 kbped) principalmente por mayores cargas de la refinería de Cartagena y iii) mayor volumen vendido de gas (+7.3 kbped) asociado a nuevos contratos como resultado del proceso de comercialización de campos mayores, ventas incrementales y mayor producción.
- Aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos totales (COP +1.2 billones).
- Mayor ingreso por servicios y otros (COP +51 mil millones).

**Ventas Volumétricas:** Durante el 1T19 el volumen vendido ascendió a 909 kbped, un 6.7% mayor que en 1T18, debido principalmente a i) mayor disponibilidad de crudo por aumento en la producción y compras en el mercado nacional y ii) aumento en las exportaciones de diésel explicado por menores internaciones.

**Tabla 2: Ventas Volumétricas - Grupo Ecopetrol**

Volumen de Venta Local - kbped	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Crudo	8.8	7.3	20.5%
Gas Natural	78.3	71.0	10.3%
Gasolinas	111.6	113.0	(1.2%)
Destilados Medios	153.4	148.1	3.6%
GLP y Propano	14.8	17.1	(13.5%)
Combustóleo	1.4	9.1	(84.6%)
Industriales y Petroquímicos	22.5	20.4	10.3%
<b>Total Volúmenes Locales</b>	<b>390.8</b>	<b>386.0</b>	<b>1.2%</b>
Volumen de Exportación - kbped	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Crudo	408.4	366.6	11.4%
Productos	107.9	97.2	11.0%
Gas Natural*	1.8	1.8	0.0%
<b>Total Volúmenes de Exportación</b>	<b>518.1</b>	<b>465.6</b>	<b>11.3%</b>
<b>Total Volúmenes Vendidos</b>	<b>908.9</b>	<b>851.6</b>	<b>6.7%</b>

\*Las exportaciones de gas natural corresponden a ventas locales de Ecopetrol America Inc

#### Mercados de Operación

**Colombia (43% de las ventas): Incremento del 1.2% versus 1T18, debido principalmente a:**

- Mayores ventas de gas natural por nuevos contratos resultantes del proceso de comercialización de campos mayores, mayor producción por comercialidad del campo Bullerengue (Hocol) y mayor despacho de gas a plantas térmicas e industriales, asociado al desarrollo de nueva demanda, búsqueda de nuevos clientes y sustitución de carbón.
- Mayores ventas de destilados medios ante el crecimiento de la economía colombiana y el aumento de la demanda de transporte aéreo de pasajeros.



- Mayores ventas de industriales y petroquímicos por el aumento en la venta de asfalto, dada la recuperación de la demanda y la estrategia de venta nacional con destino exportación.
- Menores ventas de GLP y propano por utilización en la producción de gasolina más limpia.
- Menores ventas de combustóleo debido al bajo nivel del Río Magdalena como consecuencia de la temporada seca presentada al inicio del año, lo que dificultó la evacuación de producto por el Río desde la refinería de Barrancabermeja.

**Internacional (57% de las ventas): Aumento del 11.3% versus 1T18, debido principalmente a:**

- Mayor disponibilidad de crudos de exportación por incremento en la producción y mayor consumo de inventarios frente al 1T18.
- Incremento en las exportaciones de diésel por mayor producción de la refinería de Cartagena y menores internaciones ante requerimientos de calidad diferentes en Barrancabermeja.
- Mayores exportaciones de coque, en línea con la mayor carga y producción en la unidad coker de la refinería de Cartagena.

**Tabla 3: Destinos de Exportación - Grupo Ecopetrol**

Crudo - kbped	1T 2019	1T 2018	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	143.7	138.9	35.2%
Asia	141.9	115.6	34.8%
América Central / Caribe	45.7	23.0	11.2%
Costa Este EE.UU.	33.4	5.5	8.2%
Costa Oeste EE.UU.	18.5	12.7	4.5%
Europa	16.6	65.5	4.1%
Otros	5.5	0.0	1.3%
América del Sur	3.0	5.4	0.7%
<b>Total</b>	<b>408.3</b>	<b>366.6</b>	<b>100.0%</b>

Productos - kbped	1T 2019	1T 2018	% Part.
Costa Este EE.UU.	41.3	27.2	38.3%
América Central / Caribe	29.2	24.2	27.1%
Asia	18.8	23.3	17.4%
América del Sur	10.1	8.8	9.4%
Costa Oeste EE.UU.	6.7	3.3	6.2%
Costa del Golfo EE.UU.	1.7	9.0	1.6%
Europa	0.1	1.4	0.1%
Otros	0.0	0.0	0.0%
<b>Total</b>	<b>107.9</b>	<b>97.2</b>	<b>100.0%</b>

Nota: La información está sujeta a modificación posterior al cierre del trimestre, debido a que algunos destinos son reclasificados según el resultado final de las exportaciones.

**Exportaciones**

**Crudos:**

- Asia: Incremento por el desarrollo e incorporación de refinadores independientes de China y la consolidación de ventas a las principales compañías estatales.
- América Central/Caribe: Incremento del almacenamiento temporal ante mayor demanda de clientes refinadores en China y algunas compañías de trading que almacenaron crudo latinoamericano en el Caribe para su posterior venta en Asia.
- Europa: Reducción como consecuencia de oferta de crudos competidores como Maya (México) y Basrah Heavy (Irak) a precios más descontados.

**Productos Refinados:**

- Costa Este de EE.UU.: Aumento de la participación, principalmente por mayores exportaciones de diésel de ultra bajo azufre (ULSD).



- Costa del Golfo EE.UU.: Menores exportaciones de fuel oil y menores ventas de nafta por parte de la Refinería de Cartagena.
- América Central y el Caribe: Incremento en la participación, representada en fuel oil para consumo local de bunkers, generación de energía y, en menor medida, almacenamiento para posterior envío a Asia.

### Comportamiento de Precios y Diferenciales

**Crudos:** En el 1T19 el precio de la canasta de venta de crudos se debilitó en 6.2% frente al 1T18, como resultado de la mayor oferta de crudos por parte de EE.UU. y de los países OPEP+ y la estacionalidad propia de la demanda de crudos pesados durante el periodo.

**Productos Refinados:** En el 1T19 el precio de la canasta de productos versus Brent se redujo 8.8% frente a 1T18, explicado principalmente por la debilidad en los precios de la gasolina, ocasionada por la sobreoferta global de inventarios debido a altas corridas en las refinerías y al procesamiento de crudos livianos con mayores rendimientos hacia las naftas. Lo anterior se compensó con el fortalecimiento del precio de fuel oil, dada la reducción de oferta mundial.

**Gas Natural:** Incremento del 9.0% del precio por barril equivalente versus el 1T18 debido a la renovación de contratos producto del proceso de comercialización de campos mayores y las ventas incrementales a precios superiores a los de 2018.

**Tabla 4: Precios Promedio y Diferencial de las Canastas - Grupo Ecopetrol**

USD/BI	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Brent	63.8	67.2	(5.1%)
Canasta de Venta de Gas	24.2	22.2	9.0%
Diferencial Canasta de Crudo	(7.6)	(7.3)	(4.1%)
Canasta de Venta de Crudo	56.2	59.9	(6.2%)
% Canasta Crudo vs. Brent	(11.9%)	(10.9%)	(9.2%)
Diferencial Canasta de Productos	6.2	6.8	(8.8%)
Canasta de Venta de Productos	70.0	74.0	(5.4%)
% Canasta Productos vs. Brent	10.1%	10.1%	0.0%

### b) Costo de Ventas

**Depreciación y amortización:** Aumento de 11.3% en el 1T19 frente al 1T18, principalmente por el efecto compensado de:

- Mayor nivel de producción y CAPEX asociado a los resultados de la campaña de perforación y el aumento del factor de recobro.
- Mayor incorporación de reservas en 2018 frente a 2017, lo que se traduce en una menor tasa de depreciación.

**Costos variables:** Aumento de 17.6% en el 1T19 frente al 1T18, principalmente por:

- Mayor costo en compras de crudo, gas y productos (COP +0.9 billones ), por efecto neto de:
  - Aumento en el volumen comprado (COP +838 mil millones, +32.3 kbped) debido a: i) mayores compras de productos (COP +1.05 billones, +43.9 kbped), principalmente por importación de diésel para suplir demanda nacional durante el mantenimiento programado de la Unidad de Hidrotratamiento de Diésel (HDT) en la refinería de Barrancabermeja y ii) menores compras de crudo (importaciones) para carga en la refinería de Cartagena dada la sustitución con crudos



- propios (COP -215 mil millones, -12.1 kbpd), y iii) mayores compras de gas nacional (+COP 4 mil millones, +0.5 kbpd ).
- Disminución del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudos, productos y gas (COP -447 mil millones).
  - Aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (COP +512 mil millones).
- b) Otras variaciones menores por (COP +15 mil millones).

**Tabla 5: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol**

Compras Locales - kbpd	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Crudo	162.5	158.8	2.3%
Gas	2.2	1.7	29.4%
Productos	3.5	11.3	(69.0%)
Diluyente	0.5	0.4	25.0%
<b>Total</b>	<b>168.7</b>	<b>172.2</b>	<b>(2.0%)</b>
Importaciones - kbpd	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Crudo	29.8	45.6	(34.6%)
Productos	97.8	49.2	98.8%
Diluyente	51.0	48.0	6.3%
<b>Total</b>	<b>178.6</b>	<b>142.8</b>	<b>25.1%</b>
<b>Total</b>	<b>347.3</b>	<b>315.0</b>	<b>10.3%</b>

**Costos fijos:** Aumento de 14.4% en el 1T19 frente al 1T18, principalmente por:

- Mayores costos de mantenimiento y servicios contratados (COP +183 mil millones) por incremento en la actividad operacional debido a: i) mayor nivel de producción, ii) mayores costos asociados a producción incremental, iii) actividades de integridad de pozos, y iv) entrada en operación de nuevos pozos, entre otros.
- Mayor costo laboral (COP +56 mil millones) principalmente por el reconocimiento de los beneficios a los empleados establecidos en la nueva Convención Colectiva de Trabajo e incremento salarial frente al año anterior.

### c) Gastos Operativos

Los gastos operativos del 1T19 aumentaron 21.9% con relación al 1T18, principalmente por i) el reconocimiento de una recuperación de impairment de activos de largo plazo en el 1T18, no presentada en el 1T19 y ii) menores gastos exploratorios.

### d) Resultado Financiero (No Operacional)

La variación del resultado financiero del 1T19 frente al 1T18, corresponde al efecto neto de:

- Ahorro en el costo financiero (COP +166 mil millones) asociado principalmente a los prepagos de deuda realizados en el último año. Durante 2018 se pagaron anticipadamente USD 2.5 billones equivalentes de obligaciones financieras.
- Mayor ingreso por diferencia en cambio y otros (COP +16 mil millones), principalmente por el impacto de la revaluación del peso frente al dólar presentada en el primer trimestre sobre la posición neta pasiva promedio en dólares.

La **tasa efectiva de tributación** para el 1T19 se ubicó en 35.4% frente al 40% en el 1T18. La disminución se presenta principalmente por la reducción de 4 puntos porcentuales en la tasa nominal de tributación establecida en la Ley de Financiamiento aprobada a finales de 2018.





## 2. Estado de Situación Financiera

### a) Activos

Incremento de 1.5% en los activos en el 1T19, explicado principalmente por el efecto neto de:

- a) Aumento en **otros activos financieros y equivalentes de efectivo** (COP +1.8 billones) principalmente por efecto combinado de i) flujo de caja generado en la operación (COP +4.8 billones), ii) salida de recursos para CAPEX (COP -1.9 billones), iii) uso de recursos para pago de capital y servicio de la deuda (COP -0.7 billones), iv) pago de dividendos a accionistas no controlantes de las filiales del segmento de transporte (COP -0.3 billones) y v) efecto negativo por la revaluación del peso frente al dólar (COP -0.1 billones). Al cierre del trimestre la composición de la caja era de 48% en dólares y 52% en pesos.

**Tabla 6: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol**

Miles de Millones (COP)	1T 2019	1T 2018
<b>Efectivo y equivalentes inicial</b>	<b>6,312</b>	<b>7,946</b>
(+) Flujo de la operación	4,834	4,673
(-) CAPEX	(1,938)	(1,195)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	698	(2,548)
(+/-) Otras actividades de inversión	153	145
(-) Pagos de capital e intereses de deuda	(683)	(668)
(-) Pagos de dividendos	(333)	(245)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	(105)	(242)
<b>Efectivo y equivalentes final</b>	<b>8,938</b>	<b>7,866</b>
Portafolio de inversiones	7,365	8,774
<b>Caja total</b>	<b>16,303</b>	<b>16,640</b>

La caja corresponde a los recursos disponibles que se encuentran como efectivo y equivalentes de efectivo y las inversiones en títulos financieros, independientemente de su vencimiento.

- b) Incremento en **cuentas comerciales por cobrar** (COP +422 mil millones), principalmente por el aumento de la cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles.
- c) Disminución de **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (COP -335 mil millones) debido a: i) efecto de la conversión de los activos de las filiales con moneda funcional diferente al peso, producto de la revaluación presentada en el año y ii) depreciaciones y amortizaciones del trimestre, compensado con iii) aumento en CAPEX durante el período.

### b) Pasivos y Patrimonio

Aumento de 12.8% (COP +8.6 billones) del total de pasivos durante en el 1T19, generado por:

- a) Incremento en **cuentas por pagar** (COP +9 billones) por el reconocimiento de los dividendos a pagar sobre resultados del 2018 decretados por la Asamblea General de Accionistas.
- b) Disminución en **préstamos y financiamientos** (COP -335 mil millones), principalmente por el efecto de la revaluación del peso frente al dólar y su impacto sobre la deuda en dólares, cuyo efecto cambiario es reconocido principalmente en el otro resultado integral, dentro del patrimonio, dada la aplicación de la contabilidad de coberturas y amortizaciones periódicas a capital. Al 31 de marzo de 2019, el nivel de deuda del Grupo Empresarial ascendió a COP 37.7 billones, de los cuales el 88% es origen moneda extranjera y el 12% es origen moneda nacional.
- c) Otras variaciones del pasivo (COP -83 mil millones).

Disminución del 11.2% en el **patrimonio** en el 1T19, resultado del efecto combinado de: i) el traslado al pasivo de los dividendos por pagar sobre las utilidades del 2018, y ii) la disminución por conversión de los activos y



pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano debido a la revaluación del peso frente al dólar, compensado con iii) aumento por la utilidad del trimestre y iv) ganancia por diferencia en cambio en la deuda empleada como instrumento de cobertura de flujo de efectivo e inversión neta, dada la revaluación del peso frente al dólar.

### 3. Resultados por Segmento de Negocio

#### a) Exploración y Producción

#### EXPLORACIÓN

Durante la campaña exploratoria del primer trimestre de 2019, Ecopetrol y sus socios completaron la perforación de tres pozos: (i) el pozo delimitador Jaspe-8, el cual confirmó la extensión del descubrimiento Jaspe en las arenas basales de la Formación Carbonera y (ii) los pozos exploratorios Cira-7000 ST y Provenza-1, los cuales fueron declarados secos.

Continuando con la campaña exploratoria de 2019, se encuentran en perforación los pozos: Andina Norte-1, ubicado en los Llanos Orientales (Bloque Capachos) y Boranda-2, localizado en el Valle Medio del Magdalena (Bloque Playón).

Después de que la ANH aprobara la nueva minuta para contratos de Exploración y Producción (E&P) en áreas costa afuera en Colombia, Ecopetrol firmó dos contratos de E&P, COL-5 (100% ECP-Operador) y GUA OFF-1 (50% Repsol – Operador, 50% ECP). Los nuevos bloques, ubicados en el Caribe colombiano, tienen una extensión de 400 mil hectáreas cada uno. La firma de estos contratos es un hito significativo, al mostrar una reactivación de actividades exploratorias en el offshore colombiano por parte de Ecopetrol.

A nivel internacional, Ecopetrol Brasil compró 10,374 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y 2,660 km de sísmica 2D con el objetivo de evaluar la prospectividad de la Cuenca de Santos y la de Campos para las rondas 6 y 16 de Brasil.

**Tabla 7: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol**

#	Trimestre	Nombre	Clasificación del Pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Jaspe-8	A1	Quifa	Llanos Orientales	FRONTERA (70%) ECP (30%)	Exitoso	Enero 14 / 2019
2	Primero	Cira 7000 ST	A2C	La Cira Infantas	Valle Medio del Magdalena	OXY (52%) ECP (48%)	Seco	Enero 27 / 2019
3	Primero	Provenza-1	A3	CPO-8	Llanos Orientales	ECP (100%)	Seco	Marzo 5 / 2019

#### PRODUCCIÓN

En el primer trimestre la producción promedio del Grupo Ecopetrol ascendió a 728 kbped (+3.8% frente a 1T18), gracias a: i) los resultados de la campaña de perforación en los campos La Cira, Rubiales, Chichimene, Quifa, Yariguí y Castilla realizadas durante el 2018 y que continúan en el 2019 y ii) la respuesta positiva del recobro secundario y terciario, la cual apalanca la estrategia de crecimiento de producción y reservas. Durante el trimestre no hubo afectación por eventos externos a la operación, que sí se presentaron en el 1T18. Se destaca la producción del campo Akacias, en el que Ecopetrol participa con un 55%, donde se inició un módulo de desarrollo que permitió triplicar la producción desde 5.6 kbped en 1T18 a 17 kbped en 1T19.



Por otra parte, la producción de gas aumentó 6.8% debido a una mayor disponibilidad de la planta de procesamiento de Cupiagua y a una mayor comercialización.

En el 1T19 las compañías subsidiarias del Grupo Ecopetrol contribuyeron con 62.8 kbped, aportando el 8.6% del volumen total, con un incremento de 2.8 kbped (+4.5%) frente al mismo trimestre del año anterior, apalancado principalmente por los resultados en Ecopetrol America Inc. (EAI).

Durante el trimestre se tuvieron en promedio 41 taladros en operación, aproximadamente 13 taladros más que los utilizados en el 1T18, los cuales permitieron la perforación y completamiento de 158 pozos de desarrollo.

**Tabla 8: Producción Bruta\* - Grupo Ecopetrol**

Producción - kbped	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Crudo	551.0	532.5	3.5%
Gas Natural	114.1	107.9	5.7%
<b>Total Ecopetrol S.A.</b>	<b>665.1</b>	<b>640.4</b>	<b>3.9%</b>
Crudo	21.1	20.8	1.4%
Gas Natural	8.6	7.2	19.4%
<b>Total Hocol</b>	<b>29.7</b>	<b>28.0</b>	<b>6.1%</b>
Crudo	8.3	9.0	(7.8%)
Gas Natural	5.0	4.9	2.0%
<b>Total Equion**</b>	<b>13.3</b>	<b>13.9</b>	<b>(4.3%)</b>
Crudo	3.6	4.5	(20.0%)
Gas Natural	1.2	0.4	200.0%
<b>Total Savia**</b>	<b>4.8</b>	<b>4.9</b>	<b>(2.0%)</b>
Crudo	13.0	11.1	17.1%
Gas Natural	2.0	2.2	(9.1%)
<b>Total Ecopetrol America</b>	<b>15.0</b>	<b>13.3</b>	<b>12.8%</b>
Crudo	597.0	577.9	3.3%
Gas Natural	130.9	122.6	6.8%
<b>Total Grupo Ecopetrol</b>	<b>727.9</b>	<b>701.0</b>	<b>3.8%</b>

\* La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada compañía.

\*\* Equion y Savia se incorporan a través del método de participación.

Nota: La producción de gas incluye productos blancos.

### Programa de Recobro

El programa de aumento de factor de recobro continúa evaluando oportunidades que permitan incrementar las reservas y asegurar la producción. A la fecha, tenemos 8 proyectos en ejecución, al menos 10 proyectos en etapa de maduración y 4 pilotos en etapa de construcción. Por su parte, los 3 pilotos que se encuentran operando aportaron una producción incremental promedio de 14.7 kbpd. A marzo de 2019, los campos de Ecopetrol con programas de recobro aportaron el 30% de la producción diaria del Grupo.

Durante el 2019, continuaremos impulsando las tecnologías de recobro secundario con inyección de agua en campos como Castilla, Nutria, Tisquirama y Chichimene; las tecnologías de recobro terciario por inyección de agua mejorada en Dina K, Yariguí, Casabe y Chichimene; la inyección de vapor en Teca y el Tren Nare, así como la evaluación del piloto de inyección de aire en Chichimene.



### Costo de Levantamiento y Dilución

**Costo de Levantamiento:** Incremento de 0.62 USD/bl en el 1T19 frente al 1T18, explicado por:

**Efecto Costo (+1.87 USD/bl):**

- Aumento en el consumo de energía debido a: i) incremento de aproximadamente 16% en la tarifa de energía no regulada, ii) incremento en los barriles de agua de producción, iii) aumento en el número de pozos perforados, y iv) mayor cantidad de energía comprada por disminución en la autogeneración.
- Mayor ejecución de costos en mantenimiento de subsuelo debido al incremento en el número de servicios a pozos.
- Mayor costo laboral, debido al crecimiento de la planta de personal y al incremento en el porcentaje de ajuste salarial.
- Aumento en servicios contratados de asociación, por incremento de las facilidades de tratamiento y disposición de agua, debido a mayor producción e inyección en los campos Quifa, CPO09 y Caño Limón.
- Incremento en costos de mano de obra en contratos de asociación, costos indirectos de operación y ambientales.

**Efecto tasa de cambio (-0.85 USD/bl):** Mayor tasa de cambio promedio de +278.39 pesos/dólar al re-exresar los costos de pesos a dólares.

**Efecto volumen (-0.40 USD/bl):** Menor costo por incremento de la producción.

**Costo de Dilución:** Disminución en el costo unitario de dilución (-0.20 USD/bl) originado por la utilización de barriles de diluyente de inventario. Se espera que en los próximos meses se reponga el inventario y se retorne a los niveles normales de compra de nafta.

**Tabla 9: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol**

USD/BI	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Costo de Levantamiento*	8.7	8.1	7.4%
Costo de Dilución**	3.7	3.9	(5.1%)

\* Calculado con base en barriles producidos sin regalías

\*\* Calculado con base en barriles vendidos

### Resultados Financieros del Segmento

**Tabla 10: Estado de Resultados – Exploración y Producción**

Miles de Millones (COP)	1T 2019	1T 2018	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>11,598</b>	<b>9,964</b>	<b>1,634</b>	<b>16.4%</b>
Depreciación y amortización	1,343	1,195	148	12.4%
Costos variables	4,614	3,398	1,216	35.8%
Costos fijos	2,219	2,018	201	10.0%
<b>Costo de ventas</b>	<b>8,176</b>	<b>6,611</b>	<b>1,565</b>	<b>23.7%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>3,422</b>	<b>3,353</b>	<b>69</b>	<b>2.1%</b>
Gastos operacionales	390	350	40	11.4%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>3,032</b>	<b>3,003</b>	<b>29</b>	<b>1.0%</b>
Ingresos (gastos) financieros	(17)	(589)	572	(97.1%)
Resultados de participación en compañías	37	93	(56)	(60.2%)
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>3,052</b>	<b>2,507</b>	<b>545</b>	<b>21.7%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(1,017)	(967)	(50)	5.2%
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>2,035</b>	<b>1,540</b>	<b>495</b>	<b>32.1%</b>
Interés no controlante	15	0	15	-
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>2,050</b>	<b>1,540</b>	<b>510</b>	<b>33.1%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>4,564</b>	<b>4,317</b>	<b>247</b>	<b>5.7%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>39.4%</b>	<b>43.3%</b>	<b>-</b>	<b>(3.9%)</b>



Los ingresos del 1T19 aumentaron frente a 1T18 principalmente por: i) mayores volúmenes de producción como resultado de la campaña de perforación y mejor factor de recobro, resaltando las entregas a la Refinería de Cartagena para sustituir el crudo importado y ii) aumento de la tasa de cambio promedio de los ingresos. Lo anterior, compensó los menores precios de la canasta promedio ponderada de crudos.

El costo de ventas del 1T19 aumentó frente a 1T18 como resultado de i) mayores compras a la ANH asociadas a la mayor producción y a la reducción de la carga en la Refinería de Barrancabermeja como resultado de la parada programada en la unidad HDT, dados los contratos de compra en firme, ii) mayor producción incremental con impacto en los principales costos, así: compras de diluyente para crudo, costos de transporte, incremento en actividades de tratamiento de aguas y mantenimiento de subsuelo, iii) aumento en costo de energía asociado a mayores tarifas por efecto de mercado, iv) depreciaciones y amortizaciones asociadas a mayor producción y capitalizaciones, producto de la campaña de perforación y v) consumo de inventarios en 1T19 frente a una capitalización presentada en el 1T18.

Los gastos operacionales del 1T19 aumentaron frente a 1T18 principalmente por menores gastos en proyectos exploratorios y el efecto de la recuperación de impairment de activos de largo plazo registrada en el 1T18.

El resultado financiero neto (no operacional) del 1T19 frente a 1T18 refleja el ahorro en intereses financieros producto de los prepagos de deuda realizados durante el año anterior y un mejor resultado de exposición cambiaria de los activos y pasivos monetarios en dólares del segmento, producto de la revaluación del peso frente al dólar.

## b) TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

### Volúmenes

**Crudo:** En el 1T19 el volumen de crudo transportado aumentó 10.6% frente al 1T18, como resultado de la mayor producción del trimestre. Aproximadamente el 72.7% del volumen de crudo transportado por el sistema de oleoductos fue propiedad del Grupo Ecopetrol.

En el 1T19, la red de oleoductos continuó presentando afectaciones originadas por terceros; sin embargo, la operación contingente permitió atenuar estos impactos, situación que resultó en ocho ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario. Durante el primer trimestre se presentaron 20 atentados a la infraestructura en los oleoductos Caño Limón – Coveñas, Trasadino y San Miguel-Orito, un 49.0% menos que en el 1T18. Así mismo, el número de válvulas ilícitas tanto para crudos como para refinados se redujo en un 7.8% (214 durante 1T19 versus 232 en 1T18).

**Productos Refinados:** En 1T19 el volumen transportado de refinados se redujo en 4.7% frente al 1T18, como resultado de la parada programada en la unidad HDT de la Refinería de Barrancabermeja que se menciona en el capítulo de Refinación. Adicionalmente, con el fin de atender la demanda de refinados del sur del país, Cenit viabilizó la importación de 100kbl y 140kbl de gasolina motor, diésel de bajo azufre (B2) y diésel en dos buques por el puerto de Buenaventura. Aproximadamente el 35.4% del volumen de refinados transportado en el sistema de poliductos correspondió a productos del Grupo Ecopetrol.

**Tabla 11: Volúmenes Transportados – Transporte**

kbl	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Crudo	880.3	795.7	10.6%
Productos	259.6	272.4	(4.7%)
<b>Total</b>	<b>1,139.9</b>	<b>1,068.1</b>	<b>6.7%</b>



## Costo por Barril Transportado

Tabla 12: Costo por Barril Transportado – Transporte

USD/BI	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Costo por Barril Transportado	2.9	3.1	(6.5%)

## Resultados Financieros del Segmento

Tabla 13: Estado de Resultados – Transporte y Logística

Miles de Millones (COP)	1T 2019	1T 2018	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>3,052</b>	<b>2,729</b>	<b>323</b>	<b>11.8%</b>
Depreciación y amortización	295	279	16	5.7%
Costos variables	164	169	(5)	(3.0%)
Costos fijos	353	310	43	13.9%
<b>Costo de ventas</b>	<b>812</b>	<b>758</b>	<b>54</b>	<b>7.1%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2,240</b>	<b>1,971</b>	<b>269</b>	<b>13.6%</b>
Gastos operacionales	(7)	73	(80)	(109.6%)
<b>Utilidad operacional</b>	<b>2,247</b>	<b>1,898</b>	<b>349</b>	<b>18.4%</b>
Ingresos (gastos) financieros	(172)	(272)	100	(36.8%)
Resultados de participación en compañías	(1)	(15)	14	(93.3%)
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>2,074</b>	<b>1,611</b>	<b>463</b>	<b>28.7%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(683)	(638)	(45)	7.1%
<b>Utilidad neta consolidada</b>	<b>1,391</b>	<b>973</b>	<b>418</b>	<b>43.0%</b>
Interés no controlante	(328)	(202)	(126)	62.4%
<b>Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>1,063</b>	<b>771</b>	<b>292</b>	<b>37.9%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>2,573</b>	<b>2,189</b>	<b>384</b>	<b>17.5%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>84.3%</b>	<b>80.2%</b>	<b>-</b>	<b>4.1%</b>

Los ingresos del 1T19 aumentaron frente a 1T18 debido a: i) mayores volúmenes transportados en la zona de los Llanos (Castilla- Chichimene- Apiay) que durante el primer trimestre del año anterior fue afectada por bloqueos de algunas comunidades con impacto negativo en el nivel de producción en dicho periodo, y ii) efecto positivo en los ingresos producto de una mayor tasa de cambio promedio.

El costo de ventas del 1T19 aumentó frente al 1T18 como resultado de: i) consumo de materiales y suministros para atender el servicio de transporte dado el incremento en el nivel de producción, ii) compra de productos para mantenimiento del nivel de lleno de línea de poliducto, y iii) aumento en la tarifa de energía por condiciones de mercado.

Los gastos operacionales del 1T19 disminuyeron frente al 1T18 como resultado del reconocimiento de un ingreso no recurrente por fallo a favor de Ocesa por un litigio relacionado con el lleno de línea en el sistema de transporte.

El resultado financiero (no operacional) del 1T19 versus 1T18 presentó un mejor resultado debido a una menor revaluación del peso frente al dólar sobre la posición activa en dólares del segmento.

## c) REFINACIÓN Y PETROQUÍMICA

### Refinería de Cartagena

En el 1T19, la carga de crudo presentó un crecimiento del 6.9% versus el 1T18, como resultado de una operación estable y la implementación de iniciativas de mejora que permitieron eliminar cuellos de botella en algunas



unidades, lo cual resultó en un incremento en la carga, en el factor de utilización y en la generación de productos valiosos. Para el 1T19 la carga estuvo compuesta por 87% de crudo nacional y 13% de crudo importado, frente a un 71% de crudo nacional y 29% importado en el 1T18.

El margen bruto de refinación presentó una disminución de 4.3% durante el 1T19 frente al 1T18, como resultado del impacto negativo de los mercados internacionales relacionado con los diferenciales de precios de productos refinados frente al Brent, principalmente gasolina (-7.4 USD/BI) y nafta (-4.2 USD/BI), el cual fue mitigado parcialmente por una operación estable y por una dieta más económica favorecida por la mayor proporción de crudos nacionales en su composición.

**Tabla 14: Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen – Refinería de Cartagena**

Refinería de Cartagena	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Carga* (kbpd)	154.5	144.5	6.9%
Factor de Utilización (%)	88.6%	87.9%	0.8%
Producción Refinados (kbpd)	148.9	140.3	6.1%
Margen Bruto (USD/BI)	11.0	11.5	(4.3%)

\*Corresponde a los volúmenes efectivamente cargados, no a los recibidos

### Refinería de Barrancabermeja

Durante el 1T19 la carga, la producción y el factor de utilización se redujeron como resultado principalmente de la ejecución de paradas programadas de una unidad de crudo y de la Hidrotratadora de Diésel (HDT). El mantenimiento de la HDT corresponde al primero realizado desde el inicio de su operación en el año 2010. Con este mantenimiento se espera que la planta tenga un nuevo ciclo de corrida extendida, asegurando uno de los activos clave para entregar al país combustibles limpios y aprovechando la entrada en vigor de regulaciones más restrictivas en contenido de azufre, tales como IMO 2020. En adición, la baja disponibilidad del Río Magdalena por la temporada seca generó impactos sobre la carga y la producción al limitar la evacuación de fuel oil. Desde mediados del mes de marzo, la refinería retornó a su normalidad operativa.

El margen bruto de refinación presentó una disminución de 11.0% durante el 1T19 frente al 1T18, como resultado de los mantenimientos y del impacto negativo de los mercados internacionales en los diferenciales de precios de productos refinados, especialmente gasolina (-7.4 USD/BI) frente al Brent.

**Tabla 15: Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen – Refinería de Barrancabermeja**

Refinería de Barrancabermeja	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Carga* (kbpd)	195.5	214.9	(9.0%)
Factor de Utilización (%)	75.3%	83.6%	(9.9%)
Producción Refinados (kbpd)	198.3	216.6	(8.4%)
Margen Bruto (USD/BI)	10.5	11.8	(11.0%)

\*Corresponde a los volúmenes efectivamente cargados, no a los recibidos

### Costo de Caja de Refinación

**Efecto Costo** (+0.52 USD/BI): Principalmente por mayor costo de gas combustible.

**Efecto Volumen** (+0.10 USD/BI): Mayor costo por menor carga de crudo en la Refinería de Barrancabermeja (-19.4 kbd), parcialmente compensado por mayor carga en la Refinería de Cartagena (+10.0 kbd).

**Efecto Tasa de Cambio** (-0.41 USD/BI): Mayor tasa de cambio de +278.39 pesos/dólar al re-expresar los costos en pesos a dólares.



**Tabla 16: Costo de Caja de Refinación\* – Refinación**

USD/BI	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Costo de Caja de Refinación	4.8	4.6	4.3%

\*Incluye refinерías de Barrancabermeja, Cartagena y Esentia

## Resultados Financieros del Segmento

**Tabla 17: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación**

Miles de Millones (COP)	1T 2019	1T 2018	Δ (\$)	Δ (%)
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>8,552</b>	<b>8,075</b>	<b>477</b>	<b>5.9%</b>
Depreciación y amortización	333	296	37	12.5%
Costos variables	7,692	6,864	828	12.1%
Costos fijos	474	438	36	8.2%
<b>Costo de ventas</b>	<b>8,499</b>	<b>7,598</b>	<b>901</b>	<b>11.9%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>53</b>	<b>477</b>	<b>(424)</b>	<b>(88.9%)</b>
Gastos operacionales	293	198	95	48.0%
<b>(Pérdida) utilidad operacional</b>	<b>(240)</b>	<b>279</b>	<b>(519)</b>	<b>(186.0%)</b>
Ingresos (gastos) financieros	(157)	293	(450)	(153.6%)
Resultados de participación en compañías	3	7	(4)	(57.1%)
<b>(Pérdida) utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>(394)</b>	<b>579</b>	<b>(973)</b>	<b>(168.0%)</b>
Provisión impuesto a las ganancias	26	(275)	301	(109.5%)
<b>(Pérdida) utilidad neta consolidada</b>	<b>(368)</b>	<b>304</b>	<b>(672)</b>	<b>(221.1%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>220</b>	<b>643</b>	<b>(423)</b>	<b>(65.8%)</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>2.6%</b>	<b>8.0%</b>	<b>-</b>	<b>(5.4%)</b>

Los ingresos del 1T19 presentaron un incremento con respecto al 1T18 principalmente por: i) mayor volumen de exportaciones de diésel debido a incremento en las cargas en la refinерía de Cartagena, y ii) efecto positivo de tasa de cambio, compensado con iii) menores precios de la canasta de productos asociado a factores de mercado y iv) debilitamiento de los precios de gasolina y nafta, que empezó a evidenciarse desde el 4T18.

El costo de ventas presentó un incremento en el 1T19 frente al 1T18, principalmente por: i) aumento en importaciones de diésel para suplir la demanda nacional durante los mantenimientos programados de las unidades de la Refinería de Barrancabermeja, y ii) mayores compras de crudo al segmento Exploración y Producción asociadas al aumento de la carga en la refinерía de Cartagena, reduciendo con ello el nivel de importaciones de crudo. Lo anterior permitió contar con una dieta más económica al incorporar un mayor porcentaje de crudo nacional.

Los gastos operacionales aumentaron en el 1T19 versus el 1T18 por efecto de la recuperación de impairment de activos de largo plazo registrada en el 1T18, compensado parcialmente con menores gastos debido a la estabilización y optimización de la Refinería de Cartagena.

El resultado financiero (no operacional) del 1T19 versus 1T18 presentó un menor ingreso por diferencia en cambio debido a una menor revaluación del peso frente al dólar sobre la posición pasiva en dólares del segmento.

## 4. Iniciativas de Eficiencia

La estrategia del Grupo Ecopetrol permitió incorporar en el 1T19 eficiencias por COP 485.6 mil millones, resultado de la gestión de las distintas áreas de negocio (Upstream, Downstream, Midstream, Área Comercial y las Áreas Corporativas y de Soporte). Lo anterior, hace parte del Plan de Eficiencias por USD 2.0 billones para el periodo 2019-2021 anunciado en el Plan de Negocios.





**Tabla 18: Iniciativas de Ahorro – Grupo Ecopetrol**

Miles de Millones (COP)	1T 2019	1T 2018
Reducción de producción diferida por aspectos operativos	6.6	213.1
Optimización de los costos de perforación y construcción de facilidades	282.4	108.8
Mejora en ingresos/márgenes de las refinerías	30.7	66.1
Estrategia de energía - Ventas de excedentes - Optimización de costos	23.0	24.3
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados	48.3	17.3
Mejora en la gestión comercial	50.8	14.5
Optimización operativa	25.9	13.7
Reducción de costos de O&M de las empresas del midstream	10.8	6.0
Optimización del costo de caja de refinación	0.0	0.0
Ahorro en áreas de soporte, logística y otros	7.0	(1.5)
<b>Total</b>	<b>485.6</b>	<b>462.3</b>

## 5. Inversiones

En el 1T19, el Grupo Ecopetrol ejecutó inversiones por USD 647 millones, lo cual representa un incremento del 59% frente al 1T18. La inversión se concentró en un 81% en el segmento de Exploración y Producción, con un crecimiento del 46% frente al 1T18, por mayor actividad de perforación y completamiento gracias al incremento de equipos de perforación en la operación. Así, dadas las perspectivas actuales, el monto de inversión estimado del Grupo Ecopetrol se mantiene entre USD 3.500 y 4.000 millones.

### Producción:

- **Perforación:** La campaña de perforación de Ecopetrol S.A. se concentró en los campos Castilla, Rubiales, Chichimene, Casabe, Yariguí, Quifa y La Cira Infantas, mientras que en el caso de las filiales la ejecución fue liderada por Hocol. A la fecha se han perforado y completado 158 pozos de desarrollo y se han realizado 113 workovers capitalizables.
- **Estudios Estratégicos:** Se han invertido USD 49 millones en estudios estratégicos, con el fin de reducir la incertidumbre petrotécnica en los campos de Provincia y Caño Sur.

Se destaca la maduración de iniciativas por más de USD \$500 millones y 200 pozos a perforar que iniciaron su etapa de ejecución, y apalancan la estrategia de desarrollo de importantes campos, como lo son: La Cira Infantas (Llanito Perforación Arena C Módulo 1), Apiay (Área Norte de Suria Etapa 4 y Etapa 1 Recobro Suria) y Llanito (Llanito Dlp).

**Exploración:** Inversiones concentradas en la adquisición de sísmica 2D y 3D en Brasil, y en la perforación de 3 pozos (1 delimitador y 2 exploratorios).

**Refinación, Petroquímica y Biocombustibles:** Ejecución de mantenimientos mayores, principalmente en la planta de Barrancabermeja en las unidades mencionadas en el capítulo de Refinación.

**Transporte:** Actividades de continuidad operativa principalmente de obras de geotecnia y obras civiles en los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos de Cenit y sus filiales.

Finalmente, el programa de transformación digital cuenta actualmente con cuatro iniciativas en fase de ejecución, de las cuales tres fueron aprobadas este trimestre. Dentro de estas, se encuentra una de las más relevantes cuyo objetivo es garantizar una operación óptima y oportuna de algunos de los campos más importantes de la compañía, mediante diferentes tecnologías que faciliten la comunicación y monitoreo integrado de los mismos.



**Tabla 19: Inversiones por Segmento – Grupo Ecopetrol**

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Part.
Producción	464	30	494	76.4%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	43	42	85	13.1%
Exploración	22	7	29	4.5%
Transporte*	-	33	33	5.1%
Corporativo	6	-	6	1.0%
<b>Total</b>	<b>535</b>	<b>112</b>	<b>647</b>	<b>100.0%</b>

\* Incluye el monto total de inversiones de cada una de las compañías del Grupo Ecopetrol (Participación Ecopetrol S.A. e interés no controlante)

## II. Responsabilidad Social y Corporativa – Ecopetrol S.A.

### 1. Desempeño HSE

#### Hitos Relevantes:

- Lanzamiento de las 10 reglas que salvan vidas como parte de la campaña estratégica desafío cero accidentes.

**Tabla 20: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)**

Indicadores HSE*	1T 2019	1T 2018
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.52	0.57
Incidentes ambientales**	2	3

\*Los resultados de los indicadores están sujetos a modificación posterior al cierre del trimestre debido a que algunos de los accidentes e incidentes son reclasificados según el resultado final de las investigaciones. A partir de 2018 se reportan los resultados del Grupo Ecopetrol.

\*\*Los incidentes ambientales son aquellos derrames de hidrocarburos superiores a 1 barril, con afectación ambiental

### 2. Medio Ambiente e Inversión Social, Responsabilidad Corporativa y Gobierno Corporativo

#### Medio Ambiente e Inversión Social:

- Actualización de la Estrategia de Entorno de Ecopetrol S.A., con énfasis en los siguientes ejes estratégicos: Relacionamiento, Gestión Ambiental, Inversión Socio Ambiental y Seguridad Física.
- En el 1T19 se reutilizaron 22 millones de metros cúbicos de agua, un 8% más que en el 1T18, lo que significa que la empresa dejó de captar y verter este volumen, disminuyendo la presión sobre el recurso hídrico.
- Se invirtieron recursos por COP \$10.665 millones, de los cuales COP \$10.021 millones corresponden a inversión social y COP \$644 millones a inversión voluntaria ambiental. Los recursos se destinaron principalmente a las líneas de Educación, Deporte y Salud, Gas, Infraestructura y Gestión del Agua.
- Inició la ejecución de 14 proyectos de inversión socio ambiental por valor de COP \$31.823 millones que se ejecutarán entre los años 2019 y 2022.
- Se desarrollaron siete proyectos dentro del marco de “Obras por Impuestos”, dos de dotaciones escolares y cinco de infraestructura vial.

#### Responsabilidad Corporativa:

**Lineamientos Estratégicos de Responsabilidad Corporativa:** Ecopetrol actualizó los lineamientos estratégicos de Responsabilidad Corporativa, orientando el ejercicio a que ésta opere como un habilitador de la estrategia empresarial del Grupo Ecopetrol. Estos lineamientos se desarrollan a través de cuatro pilares, (i)



Integridad Corporativa, (ii) Derechos Humanos y Empresa, (iii) Objetivos de Desarrollo Sostenible y (iv) Agenda 2030 para el desarrollo sostenible de las Naciones Unidas.

**Reporte Integrado de Gestión Sostenible:** El 28 de marzo se publicó en la página web de Ecopetrol el Reporte Integrado de Gestión Sostenible, correspondiente a la gestión del año 2018. Este informe es el décimo que se realiza bajo la metodología del Global Reporting Initiative (GRI) y el segundo que se presenta bajo los nuevos Estándares GRI. El reporte equivale a la Comunicación de Progreso (CoP por sus siglas en inglés) exigida por el Pacto Global de Naciones Unidas. Este se elaboró de manera integrada, incluyendo en un solo volumen información económica, financiera, social y ambiental.

### **Gobierno Corporativo:**

**Asamblea General de Accionistas:** El 29 de marzo de 2019 se llevó a cabo la Asamblea Ordinaria de Accionistas de Ecopetrol S.A., con la asistencia de 4,930 accionistas. Durante la misma, se eligió la nueva Junta Directiva para los próximos dos años y se aprobó una distribución de dividendos de COP 225 por acción.

## **III. Presentación de Resultados**

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del primer trimestre del año 2019:

### **Español**

Mayo 7, 2019  
8:00 a.m. Colombia  
9:00 a.m. Nueva York

### **Inglés**

Mayo 7, 2019  
9:30 a.m. Colombia  
10:30 a.m. Nueva York

La transmisión en Internet estará disponible en la página web de Ecopetrol: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

La presentación vía webcast estará disponible en los siguientes links:

<https://event.on24.com/wcc/r/1992777/91B803BF6A6C9D4CDE758DA70D3E3E39> (Español)

<https://event.on24.com/wcc/r/1992768/6E00F7AC5760C44EE9EDFC81CEE50208> (Inglés)

Por favor verifique si su navegador permite la operación normal de la presentación en línea. Recomendamos las últimas versiones de Internet Explorer, Google Chrome y Mozilla Firefox.

-----

### **Información de Contacto:**

#### **Gerente de Mercado de Capitales**

María Catalina Escobar  
Teléfono: +571-234-5190 - Correo electrónico: [investors@ecopetrol.com.co](mailto:investors@ecopetrol.com.co)

#### **Relaciones con los Medios (Colombia)**

Jorge Mauricio Tellez  
Teléfono: + 571-234-4329 - Correo electrónico: [mauricio.tellez@ecopetrol.com.co](mailto:mauricio.tellez@ecopetrol.com.co)



## Anexos Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
<b>Ingresos</b>			
Nacionales	7,822	7,571	3.3%
Exterior	8,121	7,072	14.8%
<b>Total ingresos</b>	<b>15,943</b>	<b>14,643</b>	<b>8.9%</b>
<b>Costo de ventas</b>			
<b>Depreciación, amortización y agotamiento</b>	<b>1,970</b>	<b>1,770</b>	<b>11.3%</b>
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,299	1,160	12.0%
Depreciación fijo	671	610	10.0%
<b>Costos variables</b>	<b>6,118</b>	<b>5,201</b>	<b>17.6%</b>
Productos importados	3,420	2,672	28.0%
Compras nacionales	2,311	2,157	7.1%
Servicio de transporte hidrocarburos	181	163	11.0%
Variación de inventarios y otros	206	209	(1.4%)
<b>Costos fijos</b>	<b>2,147</b>	<b>1,876</b>	<b>14.4%</b>
Servicios contratados	634	598	6.0%
Mantenimiento	560	413	35.6%
Costos laborales	544	488	11.5%
Otros	409	377	8.5%
<b>Total costo de ventas</b>	<b>10,235</b>	<b>8,847</b>	<b>15.7%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>5,708</b>	<b>5,796</b>	<b>(1.5%)</b>
<b>Gastos operacionales</b>	<b>751</b>	<b>616</b>	<b>21.9%</b>
Gastos de administración	691	691	0.0%
Gastos de exploración y proyectos	61	71	(14.1%)
(Recuperación) gasto por impairment activos largo plazo	(1)	(146)	(99.3%)
<b>Utilidad operacional</b>	<b>4,957</b>	<b>5,180</b>	<b>(4.3%)</b>
<b>Resultado financiero, neto</b>	<b>(386)</b>	<b>(568)</b>	<b>(32.0%)</b>
Diferencia en cambio, neto	43	22	95.5%
Intereses, neto	(323)	(489)	(33.9%)
Ingresos (gastos) financieros	(106)	(101)	5.0%
<b>Resultados de participación en compañías</b>	<b>161</b>	<b>85</b>	<b>89.4%</b>
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>4,732</b>	<b>4,697</b>	<b>0.7%</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(1,674)	(1,880)	(11.0%)
<b>Ganancia neta consolidada</b>	<b>3,058</b>	<b>2,817</b>	<b>8.6%</b>
Interés no controlante	(313)	(202)	55.0%
<b>Ganancia neta atribuible a accionistas de Ecopetrol</b>	<b>2,745</b>	<b>2,615</b>	<b>5.0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>7,357</b>	<b>7,149</b>	<b>2.9%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>46.1%</b>	<b>48.8%</b>	<b>(2.7%)</b>



Tabla 2: Estado de Situación Financiera / Balance General – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2019	Diciembre 31, 2018	Δ (%)
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	8,938	6,312	41.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	8,628	8,194	5.3%
Inventarios	5,478	5,100	7.4%
Activos por impuestos corrientes	672	1,031	(34.8%)
Otros activos financieros	4,997	5,321	(6.1%)
Otros activos	1,310	1,021	28.3%
	<b>30,023</b>	<b>26,979</b>	<b>11.3%</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	28	52	(46.2%)
<b>Total activos corrientes</b>	<b>30,051</b>	<b>27,031</b>	<b>11.2%</b>
<b>Activos no corrientes</b>			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,834	1,844	(0.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	744	756	(1.6%)
Propiedades, planta y equipo	61,708	62,770	(1.7%)
Recursos naturales y del medio ambiente	23,316	23,075	1.0%
Activos por derecho de uso	477	-	-
Intangibles	420	411	2.2%
Activos por impuestos diferidos	5,452	5,747	(5.1%)
Otros activos financieros	2,368	2,827	(16.2%)
Otros activos	1,804	1,780	1.3%
	<b>98,123</b>	<b>99,210</b>	<b>(1.1%)</b>
<b>Total activos</b>	<b>128,174</b>	<b>126,241</b>	<b>1.5%</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Préstamos corto plazo	4,043	4,020	0.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	17,936	8,946	100.5%
Provisiones por beneficios a empleados	1,870	1,817	2.9%
Pasivos por impuestos corrientes	1,796	1,751	2.6%
Provisiones y contingencias	784	814	(3.7%)
Otros pasivos	355	477	(25.6%)
	<b>26,784</b>	<b>17,825</b>	<b>50.3%</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Préstamos largo plazo	33,685	34,043	(1.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	29	31	(6.5%)
Provisiones por beneficios a empleados	6,699	6,790	(1.3%)
Pasivos por impuestos diferidos	790	738	7.0%
Provisiones y contingencias	6,953	6,940	0.2%
Otros pasivos	567	570	(0.5%)
	<b>48,723</b>	<b>49,112</b>	<b>(0.8%)</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>75,507</b>	<b>66,937</b>	<b>12.8%</b>
<b>Patrimonio</b>			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	50,681	57,214	(11.4%)
Interés no controlante	1,986	2,090	(5.0%)
	<b>52,667</b>	<b>59,304</b>	<b>(11.2%)</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>128,174</b>	<b>126,241</b>	<b>1.5%</b>



Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	1T 2019	1T 2018
<b>Flujos de efectivo de las actividades de operación</b>		
<b>Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.</b>	<b>2,745</b>	<b>2,615</b>
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones		
Participación de accionistas no controlantes	313	202
Cargo por impuesto a las ganancias	1,674	1,880
Depreciación, agotamiento y amortización	1,991	1,791
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	(43)	(22)
Costo financiero reconocido en resultados	641	782
Pozos secos	45	7
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	12	-
Impairment de activos de corto y largo plazo	19	(126)
Ganancia por valoración de activos financieros	(45)	(78)
Ganancia en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	-	12
Ganancia por venta de activos	(1)	-
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(161)	(85)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	338	125
Otros conceptos menores	-	(34)
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(1,775)	(1,412)
Impuesto de renta pagado	(919)	(984)
<b>Efectivo neto generado por las actividades de operación</b>	<b>4,834</b>	<b>4,673</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión</b>		
Inversión en propiedad, planta y equipo	(600)	(444)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,307)	(748)
Adquisiciones de intangibles	(31)	(3)
(Compra) venta de otros activos financieros	698	(2,548)
Intereses recibidos	129	84
Dividendos recibidos	-	19
Ingresos por venta de activos	24	42
<b>Efectivo neto usado en actividades de inversión</b>	<b>(1,087)</b>	<b>(3,598)</b>
<b>Flujo de efectivo en actividades de financiación</b>		
Captaciones (pagos) de préstamos	(202)	(75)
Pago de intereses	(481)	(593)
Dividendos pagados	(333)	(245)
<b>Efectivo neto usado en actividades de financiación</b>	<b>(1,016)</b>	<b>(913)</b>
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(105)	(242)
<b>(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>2,626</b>	<b>(80)</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	6,312	7,946
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo</b>	<b>8,938</b>	<b>7,866</b>
<b>Transacciones no monetarias</b>		
Reconocimiento de activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento	505	-



**Tabla 4: Conciliación del EBITDA Grupo Ecopetrol**

Miles de Millones (COP)	1T 2019	1T 2018
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,745	2,615
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,991	1,791
(+/-) Impairment activos a largo plazo	(2)	(146)
(+/-) Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	-	12
(+/-) Resultado financiero, neto	386	568
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,674	1,880
(+) Impuestos y otros	250	227
(+/-) Interés no controlante	313	202
<b>EBITDA Consolidado</b>	<b>7,357</b>	<b>7,149</b>

**Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (1T 2019)**

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,050	(368)	1,063	-	2,745
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,348	346	297	-	1,991
(+/-) Impairment activos a largo plazo	-	(1)	(1)	-	(2)
(+/-) Resultado financiero, neto	17	157	172	40	386
(+) Provisión impuesto a las ganancias	1,017	(26)	683	-	1,674
(+) Impuestos y otros	147	112	31	(40)	250
(+/-) Interés no controlante	(15)	-	328	-	313
<b>EBITDA Consolidado</b>	<b>4,564</b>	<b>220</b>	<b>2,573</b>	<b>-</b>	<b>7,357</b>

## I. Anexos: Resultados de Ecopetrol S.A

A continuación se presentan el Estado de Resultados y el Estado de Situación Financiera de Ecopetrol S.A.

**Tabla 6: Estado de Resultados**

Miles de Millones (COP)	1T 2019	1T 2018	Δ (%)
Nacionales	7,766	7,230	7.4%
Exterior	6,386	5,512	15.9%
<b>Total ingresos</b>	<b>14,152</b>	<b>12,742</b>	<b>11.1%</b>
Costos variables	8,194	6,653	23.2%
Costos fijos	2,636	2,478	6.4%
<b>Costo de ventas</b>	<b>10,830</b>	<b>9,131</b>	<b>18.6%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>3,322</b>	<b>3,611</b>	<b>(8.0%)</b>
Gastos operacionales	440	384	14.6%
<b>Utilidad operacional</b>	<b>2,882</b>	<b>3,227</b>	<b>(10.7%)</b>
Ingresos (gastos) financieros	(316)	(342)	(7.6%)
Resultados de participación en compañías	1,035	851	21.6%
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>3,601</b>	<b>3,736</b>	<b>(3.6%)</b>
Provisión impuesto a las ganancias	(856)	(1,121)	(23.6%)
<b>Utilidad neta</b>	<b>2,745</b>	<b>2,615</b>	<b>5.0%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>4,414</b>	<b>4,486</b>	<b>(1.6%)</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>31.2%</b>	<b>35.2%</b>	<b>(11.4%)</b>



Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2019	Diciembre 31, 2018	Δ (%)
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,687	2,259	107.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	9,614	7,642	25.8%
Inventarios	3,680	3,459	6.4%
Activos por impuestos corrientes	434	827	(47.5%)
Otros activos financieros	7,750	6,611	17.2%
Otros activos	1,142	840	36.0%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>27,307</b>	<b>21,638</b>	<b>26.2%</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	24	24	0.0%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>27,331</b>	<b>21,662</b>	<b>26.2%</b>
<b>Activos no corrientes</b>			
Inversiones en compañías	41,951	45,142	(7.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	556	576	(3.5%)
Propiedades, planta y equipo	21,031	21,041	(0.0%)
Recursos naturales y del medio ambiente	19,856	19,384	2.4%
Activos por derecho de uso	3,706	-	-
Intangibles	258	250	3.2%
Activos por impuestos diferidos	1,998	2,309	(13.5%)
Otros activos financieros	1,907	2,402	(20.6%)
Otros activos	1,023	996	2.7%
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>92,286</b>	<b>92,100</b>	<b>0.2%</b>
<b>Total activos</b>	<b>119,617</b>	<b>113,762</b>	<b>5.1%</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Préstamos corto plazo	2,721	2,588	5.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	17,300	7,683	125.2%
Provisiones por beneficios a empleados	1,806	1,761	2.6%
Pasivos por impuestos corrientes	342	517	(33.8%)
Provisiones y contingencias	706	744	(5.1%)
Otros pasivos	277	282	(1.8%)
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>23,152</b>	<b>13,575</b>	<b>70.5%</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Préstamos largo plazo	33,567	30,706	9.3%
Provisiones por beneficios a empleados	6,699	6,790	(1.3%)
Pasivos por impuestos diferidos	144	144	0.0%
Provisiones y contingencias	5,350	5,314	0.7%
Otros pasivos	24	19	26.3%
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>45,784</b>	<b>42,973</b>	<b>6.5%</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>68,936</b>	<b>56,548</b>	<b>21.9%</b>
<b>Patrimonio</b>			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	50,681	57,214	(11.4%)
<b>Total patrimonio</b>	<b>50,681</b>	<b>57,214</b>	<b>(11.4%)</b>
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>119,617</b>	<b>113,762</b>	<b>5.1%</b>