

Resultados 2018

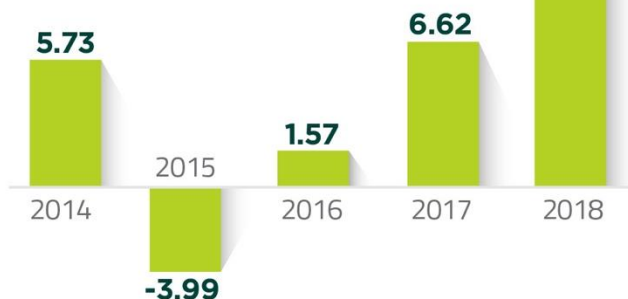
Continuamos por la senda del crecimiento rentable



Utilidad Neta

COP Bn

La más alta de los últimos 5 años

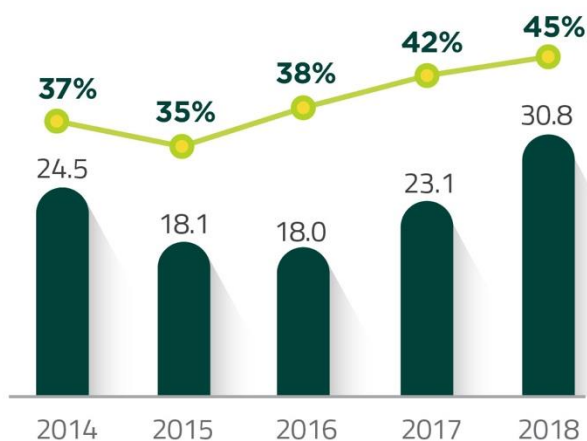


Ebitda / Margen Ebitda

El más alto de la historia

Ebitda COP Bn

% Margen Ebitda

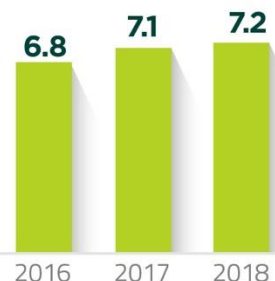


Mantuvimos la tendencia positiva en la incorporación de reservas

Volumen Reservas (Mbpe) % Índice de Reposición de Reservas



Vida media en años



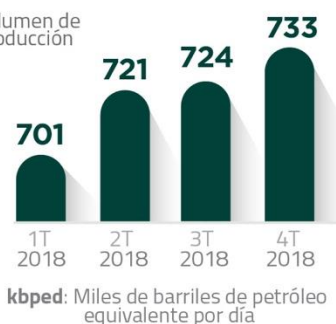
85% de la adición de reservas probadas fue resultado de la gestión técnica y comercial

El 109% de la producción del 2018 fue reemplazado por adiciones orgánicas, sin considerar efecto precio



Producción de 720 kbped en línea con la meta de 2018

Volumen de Producción



kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día

El programa de recobro incorporó un nivel récord de reservas en la historia de Ecopetrol con 129 Mbpe en 2018 y contribuyó con ~23% de la producción del Grupo Empresarial



Exploración

- Entrada al Pre-Sal brasileño y al Golfo de México
- Portafolio exploratorio robusto en zonas de gran potencial



Transporte

- Eficiencia continua y aporte al EBITDA del Grupo Empresarial
- Entrada en operación sistema San Fernando – Apiay y P135



Refinación

Entregamos combustibles más limpios



Carga (KBD)

Cartagena

Barrancabermeja

KBD: Miles de barriles por día

Información de contacto:

✉ investors@ecopetrol.com.co ☎ Tel: +57 (1) 234 51 90


ecopetrol

DE TODOS,
PARA TODOS



2018 fue un año sobresaliente en términos operativos y financieros para Ecopetrol. Hoy somos una empresa más eficiente y disciplinada, con mejor capacidad técnica, que siempre propende por la integridad y seguridad de la operación.

La utilidad neta del año ascendió a 11.6 billones de pesos, la más alta de los últimos cinco años y casi el doble que la registrada en 2017. Por su parte, el Ebitda del Grupo Empresarial ascendió a 30.8 billones de pesos, el más alto de la historia.

La disciplina de capital y el plan de eficiencias, pilares fundamentales de nuestra estrategia y afianzados a nuestra cultura empresarial, están generando nuevas y sólidas dinámicas en todos los procesos de la compañía. Así lo evidencian los resultados de las estrategias operativas y comerciales que emprendimos a lo largo del año.

En primer lugar, se destaca un mejor balance de las reservas y el cumplimiento de la meta de producción, pilares fundamentales para el crecimiento de la empresa.

En 2018 incorporamos 307 millones de barriles de petróleo equivalente en reservas probadas, continuando con la tendencia positiva de incorporación del 2017. Al cierre del año las reservas probadas netas del Grupo Ecopetrol alcanzaron 1,727 millones de barriles de petróleo equivalente. El índice de reemplazo de reservas fue 129%, el más alto de los últimos cuatro años. Por su parte, la vida media de reservas totales ascendió a 7.2 años, destacándose el aumento de la vida media de reservas de crudo de 5.8 a 6.3 años.

Se destaca también el récord de aumento en reservas probadas asociado a los resultados del programa de incremento del factor de recobro (129 Mbpe), cuyos principales logros se han dado en campos como Chichimene, Castilla y Teca.

Cumplimos con satisfacción la meta de producción anual al alcanzar 720 mil barriles de petróleo equivalente por día, pese a los eventos operacionales y dificultades de orden público ocurridos en el primer trimestre del año. El incremento de producción se apalancó en la exitosa campaña de perforación y en el uso de diferentes tecnologías en el programa de Recobro Mejorado.

Es importante destacar que durante el cuarto trimestre del año alcanzamos una producción promedio de 733 mil barriles de petróleo equivalente por día, lo cual representa un aumento de 2.2% frente



al mismo periodo del año anterior y es la base para cumplir nuestra meta de 2019.

Cerramos el año con una sólida posición de caja de 14.5 billones de pesos. La posición de liquidez del año nos permitió prepagar deuda por 2.5 billones de dólares equivalentes lo cual se reflejó en una reducción del nivel de apalancamiento que pasó del 37% en 2017 al 28% en 2018, fortaleciendo nuestra estructura de capital. El indicador Deuda Bruta/EBITDA se ubicó en 1.2 veces para 2018 versus 1.9 veces en 2017, el más bajo de los últimos cinco años.

La inversión total del año ascendió a 2.9 billones de dólares, un 32% más frente a 2017. El 81% de las inversiones se concentraron en el segmento de exploración y producción, en línea con nuestro plan de negocios al 2021. El 94% de las inversiones se ejecutaron en Colombia y el 6% en Golfo de México, Brasil, México y Perú.

Logramos nuestro objetivo de tener una proactiva y dinámica gestión comercial, esto conllevó más presencia en los mercados que generan mayor valor para nuestros productos. En lo corrido de 2018, las ventas a Asia representaron un 41% de las exportaciones de crudo versus 25% para el año anterior. Gracias a esta iniciativa, el descuento del precio de la canasta de crudos con respecto a Brent disminuyó a 11.9%, una mejora significativa frente al 12.7% registrado en 2017.

Durante 2018 entró en operación nuestra filial Ecopetrol Energía SAS ESP con el objetivo de administrar la capacidad instalada de generación y optimizar las necesidades de energía del Grupo Empresarial.

En exploración tuvimos grandes logros en línea con la estrategia de crecimiento de la compañía. Perforamos 17 pozos en Colombia, superando la meta de 12 pozos para 2018, con una tasa de éxito geológico del 46%. Gracias a este despliegue de actividad logramos la incorporación de más de 250 MBPE en recursos descubiertos por delimitar.

En el frente internacional registramos avances significativos al ampliar nuestra presencia en Brasil y el Golfo de México en los Estados Unidos. En Brasil incursionamos de la mano de compañías de talla



mundial y con trayectoria reconocida en la cuenca de Santos, gracias a la adjudicación del bloque Pau-Brasil con un 20% de participación en consorcio con las empresas BP Energy (50%-Operador) y CNOOC Petroleum (30%). Adicionalmente, en diciembre de 2018 adquirimos una participación del 10% en el bloque Saturno en sociedad con Shell (45%-Operador) y Chevron (45%). Esperamos la aprobación de esta operación por parte de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil en el transcurso del 2019.

Por su parte, Ecopetrol América Inc. ganó los bloques Green Canyon 404, 405, 448, 492, localizados en el Golfo de México de Estados Unidos, durante el proceso de la ronda GOM - Lease Sale 251. La creciente actividad va en línea con los criterios de competitividad y rentabilidad futura.

En el segmento de transporte continuamos con resultados sólidos. Resalto la evacuación de crudo pesado con una viscosidad superior a 600 centistokes (cst – medida de viscosidad) de manera estable. Durante el año entró en operación el sistema San Fernando – Apiay y finalizamos con éxito la ampliación de la infraestructura de transporte del P135 para hacer más robusto el sistema.

En lo corrido del año, la estrategia de reversión por el Oleoducto Bicentenario completó 53 ciclos de reversión permitiendo reducir el impacto generado por los ataques y las válvulas ilícitas al Oleoducto Caño Limón-Coveñas.

En el acumulado de 2018, gracias a la operación estable y la optimización de procesos, el segmento de Refinación tuvo un desempeño operativo sobresaliente alcanzando una carga estable con 373 mil barriles por día para las dos refinerías.

En la Refinería de Cartagena la carga promedio del año fue de 151.3 mil barriles por día, 11.5% más que el año anterior. La composición de la carga fue 77% crudo nacional y 23% importado, frente a un 50% de crudo nacional y 50% importado en 2017. Los resultados iniciales del proceso de optimización de la refinería son positivos, y se refleja en el margen bruto de refinación de 11 dólares por barril, 15.4% mayor que en 2017.

La ejecución de iniciativas de segregación de crudos livianos e intermedios contribuyeron a que la refinería de Barrancabermeja consolidara una operación rentable y eficiente, alcanzando 221.6 mil barriles por día, 5.6% mayor que el año anterior. Por su parte, Bioenergy continuó con la fase de estabilización de su operación agrícola e industrial, alcanzando una

producción de 47.1 millones de litros de etanol en 2018 frente a 36 millones de litros en 2017.

Las sinergias operacionales entre las dos refinerías, así como ajustes operativos a lo largo de toda la cadena del Grupo Ecopetrol, permitieron ofrecer combustibles más limpios al país. En Diciembre, el diésel b2 que se distribuyó en Colombia tuvo un promedio ponderado de 16 partes por millón de azufre (ppm) y de 108 ppm de azufre en la gasolina, niveles por debajo de la regulación colombiana vigente de 50 partes por millón de azufre en diésel y de 300 partes por millón de azufre en gasolina. Adicionalmente, cumplimos ampliamente el compromiso que adquirimos en el mes de marzo de suministrar diésel b2 de máximo 25 partes por millón de azufre a la ciudad de Medellín y área de influencia del Valle de Aburrá (llegando a valores de 14 partes por millón de azufre en diciembre).

Seguimos comprometidos con nuestro plan de eficiencias operativas y financieras. Durante 2018 alcanzamos ahorros acumulados por 2.7 billones de pesos en el Grupo Empresarial, un 6% más a las registradas en 2017. Nuestro objetivo es continuar en la mejora de eficiencias en costo y la disciplina de capital que hemos adoptado en nuestra cultura corporativa.

En desarrollo de iniciativas de ESG (Medio Ambiente, Responsabilidad Social y Gobierno Corporativo – por su sigla en inglés) y con el compromiso de afianzar la seguridad como pilar de nuestras operaciones, fortalecimos el “Modelo de Gestión de Crisis” con disciplina en los reportes, análisis y valoración de crisis reales y potenciales. Así mismo, cumplimos con los requerimientos de la auditoría anual de recertificación en las normas ISO 14001 y OHSAS 18001, que permitirán continuar con las certificaciones en 2019.

Durante 2018, Ecopetrol S.A. se adhirió a “La Coalición de Clima y el Aire Limpio (CCAC)”, asociación voluntaria que busca mejorar la calidad del aire y proteger el clima a través de acciones para reducir los contaminantes climáticos tales como metano, carbón negro y gases de efecto invernadero. Con esta adhesión, Ecopetrol S.A. hace parte de las diez petroleras del mundo que han suscrito este compromiso.

Habiendo alcanzado los hitos operativos y financieros más significativos trazados en nuestro Plan de Negocios 2017 – 2020 y con una compañía fortalecida operativa y financieramente, estamos preparados para nuevos retos. En el nuevo Plan de Negocios 2019 – 2021 las prioridades estratégicas



del Grupo Ecopetrol continúan sin cambio: seguiremos enfocados en el crecimiento de reservas y producción bajo criterios de disciplina de capital y eficiencia en caja. Sin embargo, hemos actualizado el plan buscando maximizar la creación de valor para los accionistas a través de nuestra condición de grupo integrado y bajo criterios renovados de rentabilidad, competitividad y sostenibilidad.

Entre las metas operativas y financieras más relevante del Plan hacia el 2021 están: (i) alcanzar niveles de producción orgánica entre 750-770 kbpd, (ii) crecimiento de reservas totales del Grupo Ecopetrol manteniendo el índice de reemplazo de reservas orgánico por encima del 100%, sin considerar efecto precio, iii) viabilizar la carga óptima del sistema integrado de refinación a un nivel entre 370-400 kbpd, iv) aumentar volúmenes transportados

en línea con nuestra producción país, (v) invertir entre 12-15 billones de dólares que se reflejen en un nivel de retorno sobre el capital empleado por encima del 11% a precios del Plan, y vi) sostener una robusta posición de caja y un apalancamiento óptimo que preserve el grado de inversión de la Compañía.

En 2019, la prioridad seguirá siendo la excelencia y seguridad como pilar de nuestras operaciones, el cuidado de los trabajadores y del medio ambiente, el compromiso con la ética y la transparencia y mantener resultados sobresalientes que nos permitan seguir creciendo de manera sostenible para generar más valor a nuestros accionistas.

Felipe Bayón Pardo
Presidente Ecopetrol



Bogotá, febrero 26 de 2019. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el cuarto trimestre y año 2018, preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

TABLA 1:
RESULTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
GRUPO EMPRESARIAL ECOPETROL

Miles de millones (COP)	4T 2018	4T 2017	Cambio \$	Cambio %	2018	2017	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales	18,314	15,363	2,951	19.2%	67,820	55,210	12,610	22.8%
Utilidad Operacional antes de impairment	4,990	4,216	774	18.4%	22,058	14,132	7,926	56.1%
Ganancia Neta Consolidada antes de impairment	3,309	2,271	1,038	45.7%	12,787	6,069	6,718	110.7%
Interés No Controlado	(296)	(196)	(100)	51.0%	(977)	(782)	(195)	24.9%
Ganancia neta atribuible a los accionistas Ecopetrol antes de impairment	3,013	2,075	938	45.2%	11,810	5,287	6,523	123.4%
Utilidad neta atribuible a los accionistas Ecopetrol	2,647	3,427	(780)	-22.8%	11,556	6,620	4,936	74.6%
EBITDA	7,042	5,778	1,264	21.9%	30,798	23,075	7,723	33.5%
Margen EBITDA	38.5%	37.6%		0.9%	45.4%	41.8%		3.6%

Las cifras incluidas en este reporte 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.

I. Resultados Financieros y Operativos Grupo Empresarial Ecopetrol

El Grupo Empresarial Ecopetrol obtuvo en 2018 un excelente resultado financiero reflejado en una utilidad neta de COP 11.6 billones, la mejor de los últimos 5 años y alcanzó un Ebitda récord en la historia de COP 30.8 billones. Este sólido desempeño fue apalancado por: i) mayores niveles de producción de hidrocarburos (733 kbped en el cuarto trimestre y 720 kbped para el año), en línea con las metas propuestas, ii) aumento en cargas de refinación de 346 kbd en el 2017 a 373 kbd en el 2018 asociado a la estabilización de la Refinería de Cartagena, iii) consolidación de la estrategia de sustitución de crudos y productos importados por producción propia, iv) entrada en operación del proyecto San Fernando – Apiay y la ampliación del P135 en el segmento de transporte, v) eficiencias acumuladas por el programa de transformación, vi) entorno favorable de precios y vii) menor tasa efectiva de tributación.

El Grupo Empresarial cerró el año con una sólida posición de caja de 14.5 billones de pesos, lo que le permitirá financiar el plan de inversiones anunciado para el 2019 con la flexibilidad para enfrentar eventuales escenarios de volatilidad en los precios del crudo. La posición de liquidez generada durante el año permitió adicionalmente prepagar deuda por 2.5 billones de dólares equivalentes y acogerse al pago voluntario anticipado de impuesto a las ganancias por aproximadamente COP 3.0 billones. El apalancamiento se redujo frente a años anteriores con una mejora significativa en el indicador Deuda Bruta/Ebitda que se ubicó en 1.2 veces en 2018 versus 1.9 veces en 2017, el más bajo de los últimos 5 años.

Resaltamos el cumplimiento de las principales metas operativas de todos los segmentos con excelencia y seguridad, el acceso a oportunidades exploratorias de clase mundial en Brasil, y el aumento en el balance de reservas, todos pilares fundamentales para el crecimiento rentable del Grupo Empresarial.



Tabla 2: Estado de Ganancias y Pérdidas – Grupo Empresarial Ecopetrol

Miles de millones (COP)	4T 2018	4T 2017	Cambio \$	Cambio %	2018	2017	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	8,645	7,902	743	9.4%	33,023	28,236	4,787	17.0%
Ventas al Exterior	9,669	7,461	2,208	29.6%	34,797	26,974	7,823	29.0%
Ventas Totales	18,314	15,363	2,951	19.2%	67,820	55,210	12,610	22.8%
Depreciación y Amortización	1,881	1,810	71	3.9%	7,605	8,117	(512)	(6.3%)
Costos Variables	7,413	5,500	1,913	34.8%	24,773	20,803	3,970	19.1%
Costos Fijos	2,648	2,435	213	8.7%	8,792	7,973	819	10.3%
Costo de Ventas	11,942	9,745	2,197	22.5%	41,170	36,893	4,277	11.6%
Utilidad Bruta	6,372	5,618	754	13.4%	26,650	18,317	8,333	45.5%
Gastos Operativos	1,382	1,402	(20)	(1.4%)	4,592	4,185	407	9.7%
Utilidad Operacional	4,990	4,216	774	18.4%	22,058	14,132	7,926	56.1%
Ingresos (Gastos) Financieros	(301)	(538)	237	(44.1%)	(2,011)	(2,501)	490	(19.6%)
Participación en Resultados de Compañías	(84)	(25)	(59)	236.0%	155	33	122	369.7%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	4,605	3,653	952	26.1%	20,202	11,664	8,538	73.2%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,296)	(1,382)	86	(6.2%)	(7,415)	(5,595)	(1,820)	32.5%
Ganancia Neta Consolidada antes de impairment	3,309	2,271	1,038	45.7%	12,787	6,069	6,718	110.7%
Interés no Controlante	(296)	(196)	(100)	51.0%	(977)	(782)	(195)	24.9%
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol) antes de impairment	3,013	2,075	938	45.2%	11,810	5,287	6,523	123.4%
(Gasto) Recuperación por Impairment activos largo plazo	(496)	1,399	(1,895)	(135.5%)	(347)	1,373	(1,720)	(125.3%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment activos largo plazo	130	(47)	177	(376.6%)	93	(40)	133	(332.5%)
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	2,647	3,427	(780)	-22.8%	11,556	6,620	4,936	74.6%
EBITDA	7,042	5,778	1,264	21.9%	30,798	23,075	7,723	33.5%
Margen EBITDA	38.5%	37.6%		0.9%	45.4%	41.8%		3.6%

1. Estado de Resultados

A) Ingresos por ventas

Los ingresos del cuarto trimestre de 2018 aumentaron un 19.2% versus el mismo periodo de 2017, como resultado combinado de:

- Mayor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos +USD 4.2/bl (+COP 0.9 billones), principalmente por el mejor comportamiento de los precios de referencia del crudo Brent.
- Efecto volumen de ventas (+COP 1.1 billones) debido a: i) mayor volumen vendido de productos (+31 kbpd), especialmente diésel por incremento en las cargas de las refinerías y mayores importaciones de productos, ii) mayor volumen vendido de crudos (+17 kbpd) asociado al incremento en la producción y iii) mayor volumen vendido de gas (+5 kbpd) por aumento en la demanda industrial.
- Aumento en la tasa de cambio promedio impactando positivamente los ingresos totales (+COP 1 billón)
- Menor ingreso por servicios y otros (-COP 35 mil millones).

Los ingresos acumulados al cierre de 2018 presentaron un incremento de 22.8% con relación a 2017, como resultado combinado de:

- Incremento del precio Brent (+COP 12.9 billones).
- La disminución en el efecto volumen de -18 kbpd (-COP 407 mil millones), el cual se debe analizar en conjunto con la disminución en las importaciones principalmente de crudo, diésel y gasolina (-35 kbpd), que generaron un beneficio neto en la utilidad operacional (+COP 1.8 billones) gracias a la estrategia de venta de productos de Reficar en el mercado interno y sustitución de crudo importado por propio.
- Mayor tasa de cambio promedio (+COP 258 mil millones).
- Menores ingresos por servicios (-COP 139 mil millones) debido a resolución de controversia tarifaria en el proyecto P135 de Ocesa, el cual fue compensado con mayores volúmenes transportados a través del sistema San Fernando – Apiay y la ampliación del P135.



Tabla 3: Ventas Volumétricas - Grupo Empresarial Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %
Crudo	3.3	19.5	(83.1%)	8.0	18.2	(56.0%)
Gas Natural	80.7	75.5	6.9%	77.0	73.9	4.2%
Gasolinas	111.2	114.1	(2.5%)	110.5	110.7	(0.2%)
Destilados Medios	151.2	146.9	2.9%	150.1	146.4	2.5%
GLP y Propano	15.4	17.3	(11.0%)	16.2	17.1	(5.3%)
Combustóleo	6.7	7.3	(8.2%)	8.4	8.5	(1.2%)
Industriales y Petroquímicos	22.0	19.9	10.6%	21.1	18.9	11.6%
Total Venta Local	390.5	400.5	(2.5%)	391.3	393.7	(0.6%)
Volumen de Exportación - kbped	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %
Crudo	419.4	386.1	8.6%	392.4	416.3	(5.8%)
Productos	136.0	105.7	28.7%	114.3	105.5	8.3%
Gas Natural	1.8	2.0	(10.0%)	1.5	1.7	(11.8%)
Total Venta de Exportación	557.2	493.8	12.8%	508.2	523.5	(2.9%)
Total Volumen Vendido	947.7	894.3	6.0%	899.5	917.2	(1.9%)

Nota: Las exportaciones de gas natural corresponden a ventas locales de Ecopetrol America Inc

Mercado en Colombia (44% de las ventas): Caída en 0.6% de las ventas del 2018 versus el año 2017 debido principalmente a:

- Menores ventas nacionales de crudo (-10.2 kbd) por estrategia de utilización de crudo nacional para carga de las refinerías.
- Mayores ventas de destilados medios (3.7 kbd) por aumento en la demanda ante recuperación de la economía y crecimiento del sector de transporte aéreo.
- Incremento en ventas de gas natural (3.1 kbped) por mayor demanda y gestión activa de ventas incrementales.
- Aumento de ventas a los sectores industriales y petroquímicos (2.3 kbped) explicadas principalmente por mayor venta de asfalto gracias a la recuperación de demanda y estrategia de venta nacional con destino exportación.

Mercado internacional (56% de las ventas): Disminución del 2.9% de las ventas del 2018 frente al año 2017 explicada principalmente por:

- Menor disponibilidad de crudos de exportación (-23.9 kbd) por mayor volumen destinado a carga de refinerías, sustituyendo crudos importados.
- Incremento en las exportaciones de gasolina (2.7 kbd) y destilados medios (16.3 kbd) por disponibilidad de producto al maximizar carga en las refinerías.
- Disminución de producción de fuel oil (-8.5 kbd) reemplazada por mayor producción de productos más valioso como diésel, gracias a la confiabilidad de la unidad de Coker en Reficar y utilización para otras corrientes en la Refinería de Barrancabermeja.



Tabla 4: Destinos de Exportación - Grupo Empresarial Ecopetrol

Crudos (kbped)	4T 2018	4T 2017	% Part	2018	2017	% Part
Asia	207.3	120.6	49%	158.9	105.6	41%
Costa del Golfo EE.UU.	107.0	167.8	26%	130.2	141.1	33%
América Central / Caribe	34.3	41.5	8%	30.5	70.9	8%
Costa Oeste EE.UU.	14.4	34.7	3%	24.8	50.6	6%
Otros	0.0	8.7	0%	14.9	14.8	4%
Europa	15.8	6.8	4%	14.5	20.5	4%
América del Sur	35.0	5.9	8%	13.1	2.8	3%
Costa Este EE.UU.	5.7	0.0	1%	5.5	10.1	1%
Total	419.4	386.1	100%	392.4	416.3	100%

Productos (kbped)	4T 2018	4T 2017	% Part	2018	2017	% Part
Costa Este EE.UU.	48.9	28.7	36%	31.0	16.9	27%
Asia	32.1	29.1	24%	27.1	22.0	24%
América Central / Caribe	23.8	28.1	17%	26.6	39.2	23%
Costa del Golfo EE.UU.	14.9	11.7	11%	17.2	12.8	15%
América del Sur	16.3	6.0	12%	10.3	9.7	9%
Europa	0.0	0.0	0%	1.2	2.2	1%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	2.2	0%	0.8	2.5	1%
Otros	0.0	0.0	0%	0.0	0.2	0%
Total	136.0	105.7	100%	114.3	105.5	100%

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

Crudo: En el 2018 las ventas a Asia representaron el 41% de las exportaciones de crudo, convirtiéndolo en el principal destino de exportación y logrando maximizar el valor para el Grupo Empresarial. Este resultado se obtuvo gracias a una mayor demanda de refinadores independientes de China y la flexibilidad contractual y comercial, que ha permitido el desarrollo de nuevos clientes y ventas incrementales a clientes tradicionales de esta región, así como, diversificar la base de mercados y clientes refinadores para los crudos de Ecopetrol. El segundo destino fue la Costa del Golfo de EE.UU. soportado por ventas a nuevos clientes refinadores, a pesar de la mayor oferta de otros crudos competidores como el Western Canadian Select (WCS) y Maya.

Productos: El principal destino de exportación de productos en 2018 fue la Costa Este de EE.UU. que aumentó su participación en 11%, como resultado de las continuas exportaciones de nafta de Reficar para la mezcla de gasolina, reformado y diésel de ultra bajo azufre (ULSD). El segundo destino fue Asia debido a exportaciones de fuel oil para mezcla de bunkers y exportaciones de coke. El tercer destino fue América Central/Caribe por ventas de diésel de ultra bajo azufre (ULSD) y ventas de fuel oil para consumo local de bunkers, generación de energía y almacenamiento para posterior envío a Asia.

Tabla 5: Precio Promedio de Crudo de Referencia y Diferencial de la Canasta

USD/BI	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %
Brent	68.6	61.5	11.6%	71.7	54.7	31.0%
Canasta Crudo vs Brent	(10.1)	(6.4)	57.4%	(8.5)	(6.9)	22.7%
Canasta Productos vs Brent	6.0	7.7	(22.9%)	5.6	7.9	(29.3%)
% Diferencial Canasta crudo vs Brent	(14.7%)	(10.4%)	41.0%	(11.9%)	(12.7%)	(6.3%)
% Diferencial Canasta Productos vs Brent	8.7%	12.6%	(30.9%)	7.8%	14.5%	(46.0%)



Tabla 6: Precio Promedio Ponderado de Venta - Grupo Empresarial Ecopetrol

USD/bl	4T 2018	4T 2017	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 4T 2018	2018	2017	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 2018
Canasta de venta de Crudos	58.5	55.1	6.3%	422.7	63.2	47.8	32.2%	400.4
Canasta de venta de Productos	74.6	69.2	7.8%	442.5	77.3	62.7	23.4%	420.6
Canasta de venta de Gas	22.2	21.8	2.0%	82.5	22.4	22.7	(1.2%)	78.5
				947.7				899.5

Crudos: En el cuarto trimestre de 2018 el diferencial de la canasta de venta de crudos se debilitó en USD 3.7/bl frente al mismo periodo de 2017. No obstante, en 2018 se logró mantener el porcentaje de la canasta ponderada de crudo versus Brent en niveles cercanos a 2017 (2018: 11.9% vs 2017: 12.7%), incluso con un entorno de precios altos. Este resultado se da gracias a un amplio conocimiento del mercado de refinación para crudos pesados e intermedios, la capacidad del equipo comercial para identificar y capturar oportunidades en EEUU y Asia, y la incorporación de nuevos clientes refinadores en dichos mercados.

Productos: Durante el 2018 el precio de la canasta de productos aumentó 23% frente a 2017 explicado principalmente por: i) el fortalecimiento del precio de diésel como resultado de bajos inventarios a nivel mundial, y ii) la mayor demanda de diésel en línea con el crecimiento económico global. Este resultado compensó: i) la debilidad en los precios de la gasolina ocasionada por sobreoferta de inventarios global, debido a altas corridas en refinerías y el procesamiento de crudos livianos con mayores rendimientos, y ii) debilidad en precios de fuel oil por reducción de demanda mundial y alta oferta del producto.

Gas Natural: Disminución del 1.2% del precio por barril equivalente en 2018 versus el año anterior debido a mayores entregas en contratos take or pay, lo cual resulta en una caída en cantidades pagadas y no consumidas.

B) Costo de ventas

Depreciación y amortización:

La depreciación y amortización incrementó 3.9% en el cuarto trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017, principalmente por el efecto compensado entre: i) mayor nivel de producción asociado a los resultados de la campaña de perforación y ii) mayor incorporación de reservas en 2018 frente a 2017, lo que se traduce en una menor tasa de depreciación.

La depreciación y amortización para el acumulado 2018 disminuyó 6.3% con relación a 2017 como resultado de: i) una mayor incorporación de reservas en 2018 frente a 2017, compensado parcialmente con ii) aumento en el CAPEX del año y iii) mayores niveles de producción.

Costos variables:

Los costos variables del cuarto trimestre de 2018 aumentaron 34.8% frente al mismo periodo de 2017, principalmente por:

- a) Mayor costo en compras de crudo, gas y productos (+COP 1.5 billones), por efecto neto de:
 - Aumento en el cuarto trimestre del volumen comprado (+COP 638 mil millones, +31 kbped) debido a: i) mayores compras de productos (+COP 665 mil millones, +33 kbped), principalmente por importación de gasolina que actúa como corrector de la mezcla para mejorar la calidad en la producción de la Refinería de Barrancabermeja, ii) menores importaciones de crudo liviano para



carga en la Refinería de Cartagena (-COP 32 mil millones), dada la sustitución por crudos propios y iii) mayores compras de gas nacional (+COP 5 mil millones).

- Incremento del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudos y productos (+COP 492 mil millones).
- Aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (+COP 331 mil millones) comparado con el mismo periodo del año anterior.

- b) Variación de inventarios y otros (+COP 453 mil millones) principalmente por consumo de inventarios y aumento en costos de la actividad operacional en línea con el incremento de la producción, la cual fue de 733 kbped durante el cuarto trimestre, la más alta de los últimos 2 años.

Los costos variables aumentaron 19.1% en 2018 frente al 2017 debido a:

- a) Mayor costo en compras de crudo, gas y productos (+COP 3.2 billones), por efecto neto de:
- Menor volumen comprado (-COP 2.2 billones, -35 kbped) debido a: i) menores compras de crudo (-COP 1.5 billones, -26 kbped) principalmente por disminución de importaciones de crudo liviano para carga en la Refinería de Cartagena, dada la sustitución por crudos propios, ii) menores compras de productos (-COP 766 mil millones, - 11 kbped) principalmente destilados medios y gasolinas, como resultado de la mayor producción en las refinerías de Barracabermeja y Cartagena, para el abastecimiento del mercado local, compensado con iii) mayor compra de gas (+COP 59 mil millones +2 kbped) dada una mayor demanda.
 - Incremento del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudos y productos (+COP 5.4 billones).
 - Aumento de la tasa de cambio promedio de las compras (+COP 52 mil millones).
- b) Variación de inventarios y otros (+COP 743 mil millones) principalmente por mayores costos de energía eléctrica, materiales de proceso y consumo de inventarios, en línea con el incremento de la producción, el nivel de cargas en las refinerías y entrada en operación del proyecto San Fernando – Apiay y la ampliación del P135 en el segmento de transporte.

Tabla 7: Compras Locales e Importaciones – Grupo Empresarial Ecopetrol

Compras Locales (kbped)	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %
Crudo	160.0	158.5	0.9%	159.7	156.1	2.3%
Gas	4.2	3.5	20.0%	5.5	3.1	77.4%
Productos Refinados	4.4	2.9	51.7%	3.5	2.9	20.7%
Diluyente	2.2	0.3	633.3%	0.9	0.9	0.0%
Total	170.8	165.2	3.4%	169.6	163.0	4.0%
Importaciones (kbped)	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %
Crudo	37.5	41.6	(9.9%)	38.3	68.0	(43.7%)
Productos Refinados	74.8	48.5	54.2%	52.2	62.7	(16.7%)
Diluyente	53.2	50.3	5.8%	51.1	52.0	(1.7%)
Total	165.5	140.4	17.9%	141.6	182.7	(22.5%)
Total	336.3	305.6	10.0%	311.2	345.7	(10.0%)

Crudos:

- Menor importación de crudo (-29.7 kbd) en 2018 versus 2017 para carga de la Refinería de Cartagena por sustitución con crudos propios.



- Mayores compras locales en 2018 versus 2017 por incremento de compras a terceros para el manejo de la contingencia por no operación del oleoducto Caño Limón Coveñas, así como menores compras de regalías por menor porcentaje de liquidación principalmente en Castilla, Rubiales y Pauto.

Gas: Mayores compras de gas (+2.4 kbped) a terceros en 2018 frente a 2017 para asegurar abastecimiento de refinerías durante mantenimiento de campos de producción de gas.

Productos Refinados: Menores importaciones de destilados medios (2018:14 kbd vs 2017:17 kbd) y gasolina (2018:26 kbd vs 2017:38 kbd) explicado por mayor producción en las refinerías para suministro del mercado nacional.

Diluyente: Mayor requerimiento de diluyente en el cuarto trimestre de 2018 explicado por mayores compras de crudo y mayor nivel de producción.

Costos fijos:

Los costos fijos del cuarto trimestre de 2018 aumentaron 8.7% frente al mismo periodo de 2017, principalmente por:

- a) Mayores costos de servicios contratados, mantenimiento y otros (+COP 111 mil millones) por incremento en la actividad operacional debido a: i) mayor nivel de producción, ii) incremento de las cargas en las refinerías, y iii) la entrada en operación del sistema San Fernando – Apiay y la ampliación del P135 de Orensa.
- b) Mayor costo laboral (+COP 102 mil millones) principalmente por: i) el reconocimiento de los beneficios a los empleados establecidos en la nueva Convención Colectiva de Trabajo, ii) incremento salarial frente al año anterior, y iii) aumento en la planta de personal en línea con la estrategia organizacional.

Los costos fijos de 2018 aumentaron 10.3% frente al mismo periodo de 2017, principalmente por los factores del trimestre explicados en el párrafo anterior.

C) Gastos operativos (antes de impairment de activos de largo plazo)

Los **gastos operativos (antes de impairment de activos de largo plazo)** del cuarto trimestre disminuyeron 1.4% con relación al mismo trimestre del año anterior, principalmente por: i) reconocimiento de la actividad exploratoria en los pozos Kronos-1, Parmer-1, Lunera-1, Brahma-1, Molusco-1, Godric, entre otros reconocidos en el cuarto trimestre de 2017, compensado con ii) la ganancia contable generada en el reconocimiento a valor razonable de la adquisición del 11.6% del interés adicional en el campo K2 en el Golfo de México reconocida como ingreso en diciembre de 2017, iii) mayores gastos en 2018 por afectaciones a la red de transporte originadas por terceros y válvulas ilícitas tanto para crudos como para refinados y iv) actualización de provisiones contables realizadas al cierre del ejercicio.

Los **gastos operativos (antes de impairment de activos de largo plazo)** de 2018 aumentaron 9.7% con relación al año anterior por efecto de: i) la ganancia contable generada en el reconocimiento a valor razonable de la adquisición del 11.6% del interés adicional en el campo K2 reconocida en el cuarto trimestre del 2017, ii) la utilidad en venta de campos menores llevada a cabo en 2017 y, iii) mayores gastos por atención de emergencias ambientales y afectaciones a la red de transporte originadas por terceros, lo anterior compensado con iv) eliminación del impuesto a la riqueza a partir de 2018, entre otros.

D) Resultado financiero (no operacional)

La variación del **resultado financiero** del cuarto trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017, corresponde al resultado neto de:



- a) Mayor ingreso por diferencia en cambio (+COP 85 mil millones), dado el impacto de la devaluación del peso frente al dólar presentada en la posición neta activa promedio en dólares (devaluación 4T2018: 9.3% versus 4T2017: 1.6%).
- b) Ahorro en el costo financiero asociado principalmente a los prepagos de deuda realizados en el último año y menor tasa de interés de créditos indexados a IPC. Durante 2017 y 2018, se pagaron anticipadamente USD 4.8 billones de dólares equivalentes de obligaciones financieras.

El resultado financiero de 2018 frente a 2017 disminuyó 19.6%, principalmente por los factores del trimestre explicados en el párrafo anterior.

La **tasa efectiva de renta** del cuarto trimestre de 2018 se ubicó en 28% en línea con la del mismo periodo del año anterior. La tasa efectiva de 2018 se ubicó en 37% frente al 43% en 2017. La disminución se presenta principalmente por: i) impacto positivo de la nueva Ley de Financiamiento reflejado en el reconocimiento de un impuesto diferido activo mayor, principalmente en la Refinería de Cartagena y Bioenergy, dada la disminución de la tarifa de renta presuntiva al 0% a partir del 2021, lo cual permitirá compensar mayores pérdidas fiscales de años anteriores, ii) una menor tasa nominal de tributación de 300 puntos básicos como consecuencia de la Reforma Tributaria de 2016 y iii) mejores resultados en la Refinería de Cartagena, la cual tributa a una tasa nominal del 15%, lo anterior compensado con iv) un efecto de gastos no deducibles principalmente por la actividad exploratoria en los pozos León 1 y 2 de Ecopetrol America Inc., reconocidos en el tercer trimestre de 2018.

E) Impairment de activos de largo plazo

En el último trimestre de 2018, como resultado del ejercicio anual de comparar valores en libros de los activos frente a valores justos del mercado bajo las normas IFRS, se presenta un impairment neto de activos de largo plazo por -COP 496 mil millones antes de impuestos (-COP 366 mil millones después de impuestos):

- a) **Exploración y Producción:** se recupera +COP 736 mil millones antes de impuestos (+COP 620 mil millones neto de impuestos) principalmente en: i) campos petroleros que operan en Colombia: Casabe, Provincia, Underriver, Tisquirama y Orito, ii) campos operados en el exterior: Gunflint y K2, e iii) inversiones en Equión y Savia. La recuperación de valor responde a la incorporación de nuevas reservas, mejor proyección de precios Brent en el corto plazo y actualización de variables de información técnica y operacional disponibles.
- b) **Refinación y Petroquímica:** se reconoció un impairment por -COP 1,062 mil millones antes de impuestos (-COP 866 mil millones neto de impuestos), de los cuales -COP 848 mil millones corresponden a la Refinería de Cartagena y -COP 214 mil millones a Bioenergy.

En el caso de la Refinería de Cartagena, el impairment obedece a la actualización de: i) expectativas del mercado en relación al impacto que tendrá la implementación de la regulación MARPOL¹ sobre la proyección de márgenes de los productos refinados, ii) el diferencial de crudos livianos y pesados que sirven como materia prima, iii) la tasa de descuento utilizada para la valoración de los activos de refinación, principalmente por incremento de la tasa libre de riesgo y mayores primas de riesgo de mercado. Estos impactos macroeconómicos fueron parcialmente compensados por la mejora en supuestos operativos y comerciales asociados a la estabilización y optimización de la Refinería y efectos tributarios asociados a la Ley de Financiamiento.

En el caso de Bioenergy se presenta un impairment por: i) menor perspectiva de precios de etanol a corto plazo, asociado a importaciones provenientes del exterior en un entorno de sobreoferta de etanol a nivel mundial, ii) actualización de variables agrícolas a corto plazo, iii) incremento en la tasa de descuento utilizada para la valoración en línea con fundamentales del mercado. Estos impactos fueron parcialmente compensados por la actualización de variables operativas asociadas a la estabilización y efectos tributarios asociados a la Ley de Financiamiento.

¹ MARPOL: Convenio Internacional para la prevención por la contaminación por los Buques (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships)



- c) **Transporte y logística:** se reconoció un impairment por -COP 170 mil millones antes de impuestos (-COP 119 mil millones neto de impuestos), en la red de transporte del Sur debido principalmente por disminución en la proyección del volumen a transportar y un incremento en la necesidad de inversiones de continuidad para mitigar el riesgo operativo de los sistemas de transporte.

2. Estado de Situación Financiera

Tabla 8: Estado de Situación Financiera – Grupo Empresarial Ecopetrol

Miles de millones (COP)	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Cambio \$	Cambio %
Activos Corrientes	27,031	23,224	3,807	16.4%
Activos no Corrientes	99,210	95,669	3,541	3.7%
Total Activos	126,241	118,893	7,348	6.2%
Pasivos Corrientes	17,825	16,847	978	5.8%
Pasivos no Corrientes	49,112	52,265	(3,153)	-6.0%
Total Pasivos	66,937	69,112	(2,175)	-3.1%
Patrimonio	59,304	49,781	9,523	19.1%
Total Pasivo y Patrimonio	126,241	118,893	7,348	6.2%

A) Activos

El incremento de 6.2% en los activos frente al año anterior se presenta principalmente por el efecto neto de:

- Aumento de **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (+COP 3.2 billones) por efecto de: i) mayores inversiones de CAPEX durante el período, ii) efecto de la conversión de los activos de las filiales con moneda funcional diferente al peso, producto de la devaluación presentada en el año, compensado con iii) depreciaciones y amortizaciones, iv) la reclasificación al gasto exploratorio principalmente en los pozos León 1 y 2, y v) el reconocimiento del efecto del impairment del año.
- Incremento en **cuentas comerciales por cobrar** (+COP 2.1 billones), principalmente por i) aumento de la cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles y ii) aumento en la cartera comercial en línea con el incremento en el volumen de ventas.
- Aumento en **Impuestos corrientes y diferidos** (+COP 807 mil millones) principalmente por: i) pago voluntario anticipado de impuesto a las ganancias establecido en el Decreto 2146 del 22 de noviembre de 2018 y ii) actualización del impuesto diferido producto de la Ley de Financiamiento (nuevas tarifas de impuesto a las ganancias, la eliminación de la tarifa de renta presuntiva al 0% a partir del 2021, y su efecto en la compensación de pérdidas fiscales de la Refinería de Cartagena y Bioenergy).
- Otros movimientos menores por (+COP 1.3 billones), dentro de los que se destaca los mejores resultados en compañías asociadas y negocios conjuntos, sobre los cuales se aplica método de participación.
- La caja del Grupo Empresarial, que incluye **otros activos financieros y equivalentes de efectivo**, se mantuvo en los mismos niveles del año anterior (COP 14.5 billones). Se destacan los siguientes movimientos en el año: i) flujo de caja generado en la operación (+COP 22.4 billones), dentro de los cuales se destaca el pago voluntario anticipado de impuesto a las ganancias (-COP 3.0 billones), ii) salida de recursos para CAPEX y otras actividades de inversión (-COP 8.6 billones), iii) uso de recursos para pagos anticipados de deuda, amortizaciones periódicas a capital y pago de intereses (-COP 11.4 billones) y pago de los dividendos a nuestros accionistas y a los accionistas minoritarios de las subsidiarias del segmento de transporte (-COP 4.4 billones), y iv) efecto positivo por la devaluación del peso frente al dólar (+COP 0.4 billones).



Tabla 9: Posición de Caja² – Grupo Empresarial Ecopetrol

Miles de millones (COP)	4T 2018	4T 2017	2018	2017
Efectivo y equivalentes inicial	7,119	7,853	7,946	8,410
(+) Flujo de la operación	4,524	6,353	22,392	16,974
(-) CAPEX	(3,348)	(2,321)	(8,461)	(6,107)
(+/-) Movimiento de Portafolio inversiones	3,532	(1,569)	(844)	565
(+/-) Otras actividades inversión	318	342	664	1,158
(-) Pagos de capital y intereses deuda	(6,108)	(2,543)	(11,363)	(11,259)
(-) Pago de dividendos	(141)	(200)	(4,428)	(1,505)
+(-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	416	31	406	(290)
Efectivo y equivalentes final	6,312	7,946	6,312	7,946
Portafolio de inversiones	8,148	6,534	8,148	6,534
Caja total	14,460	14,480	14,460	14,480

Al cierre del año la composición de la caja era de 56% en dólares y 44% en pesos.

B) Pasivos y Patrimonio:

La disminución (- COP 2.2 billones) del total de pasivos durante el año 2018 se generó por:

- Disminución en **préstamos y financiamientos** (-COP 5.5 billones), principalmente por el efecto compensado entre: i) pagos anticipados de deuda en moneda extranjera por USD 2.0 billones y deuda en moneda local por COP 1.4 billones, lo que generó ahorros en intereses financieros en el resultado del periodo y ii) devaluación del peso frente al dólar y su efecto en la deuda en dólares, cuyo impacto cambiario es reconocido principalmente en el otro resultado integral, dentro del patrimonio, dada la aplicación de la contabilidad de coberturas. El nivel de apalancamiento³ del Grupo Empresarial pasó del 37% en 2017 al 28% en 2018 fortaleciendo la estructura de capital. El indicador Deuda Bruta/Ebitda se ubicó en 1.2 veces para 2018 versus 1.9 veces en 2017, el más bajo de los últimos 5 años.

Al 31 de diciembre de 2018, el nivel de deuda del Grupo Empresarial ascendía a COP 38.1 billones, de los cuales el 89% es origen moneda extranjera y el 11% es origen moneda nacional.

- Incremento en **cuentas por pagar** (+COP 2.0 billones) principalmente por aumento en actividad operacional en línea con la mayor producción y ejecución de CAPEX en el último trimestre.
- Incremento en **pasivos estimados y provisiones** (+COP 1.2 billones) por actualización del pasivo por costos de abandono que incluyó la incorporación de nuevas actividades de integridad técnica de pozos.
- Otras variaciones del pasivo (+COP 114 mil millones).

El incremento del 19% en el **patrimonio** se presenta como efecto combinado de: i) aumento por la utilidad del año, ii) ganancias por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano, compensado parcialmente con iii) disminución por diferencia en cambio en la deuda empleada como instrumento de cobertura de flujo de efectivo e inversión neta.

² 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.

³ El nivel de apalancamiento se calcula como la relación entre la deuda financiera neta y la suma del patrimonio y la deuda neta financiera.



3. Resultados por Segmento de Negocio

Tabla 10: Estado de Ganancias o Pérdidas acumuladas – Por segmento

Miles de Millones (COP)	E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Ingresos por ventas	49,589	35,751	37,011	28,644	11,354	10,598	(30,134)	(19,783)	67,820	55,210
Depreciación y Amortización	5,211	5,933	1,249	1,083	1,144	1,101	1	-	7,605	8,117
Costos Variables	18,313	12,489	32,443	23,969	597	634	(26,580)	(16,289)	24,773	20,803
Costos Fijos	8,701	7,873	1,966	1,803	1,660	1,537	(3,535)	(3,240)	8,792	7,973
Costo de Ventas	32,225	26,295	35,658	26,855	3,401	3,272	(30,114)	(19,529)	41,170	36,893
Utilidad Bruta	17,364	9,456	1,353	1,789	7,953	7,326	(20)	(254)	26,650	18,317
Gastos Operativos	3,020	2,308	1,126	1,493	463	637	(17)	(253)	4,592	4,185
Utilidad Operacional	14,344	7,148	227	296	7,490	6,689	(3)	(1)	22,058	14,132
Ingresos (Gastos) Financieros	(71)	(1,332)	(1,666)	(783)	(278)	(386)	4	-	(2,011)	(2,501)
Resultado de Participación en Compañías	125	60	28	15	3	(42)	(1)	-	155	33
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	14,398	5,876	(1,411)	(472)	7,215	6,261	-	(1)	20,202	11,664
Provisión Impuesto a las Ganancias	(5,691)	(2,811)	897	(245)	(2,621)	(2,539)	-	-	(7,415)	(5,595)
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	8,707	3,065	(514)	(717)	4,594	3,722	-	(1)	12,787	6,069
Interés no Controlante	62	-	3	2	(1,042)	(784)	-	-	(977)	(782)
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol antes de impairment	8,769	3,065	(511)	(715)	3,552	2,938	-	(1)	11,810	5,287
(Gasto) Recuperación por Impairment	808	246	(985)	1,068	(170)	59	-	-	(347)	1,373
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(138)	94	180	(112)	51	(22)	-	-	93	(40)
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	9,439	3,405	(1,316)	241	3,433	2,975	-	(1)	11,556	6,620
EBITDA	20,110	13,226	1,961	1,940	8,731	7,910	(4)	(1)	30,798	23,075
Margen Ebitda	40.6%	37.0%	5.3%	6.8%	76.9%	74.6%	0.0%	0.0%	45.4%	41.8%

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas trimestrales – Por segmento

Miles de millones (COP)	E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado	
	4T 2018	4T 2017	4T 2018	4T 2017	4T 2018	4T 2017	4T 2018	4T 2017	4T 2018	4T 2017
Ingresos por ventas	12,935	10,484	10,202	8,184	3,183	2,793	(8,006)	(6,098)	18,314	15,363
Depreciación y Amortización	1,250	1,256	333	265	298	289	-	-	1,881	1,810
Costos Variables	5,065	3,583	9,156	6,873	156	190	(6,964)	(5,146)	7,413	5,500
Costos Fijos	2,538	2,278	583	615	566	423	(1,039)	(881)	2,648	2,435
Costo de Ventas	8,853	7,117	10,072	7,753	1,020	902	(8,003)	(6,027)	11,942	9,745
Utilidad Bruta	4,082	3,367	130	431	2,163	1,891	(3)	(71)	6,372	5,618
Gastos Operativos	848	819	362	373	175	281	(3)	(71)	1,382	1,402
Utilidad Operacional	3,234	2,548	(232)	58	1,988	1,610	-	-	4,990	4,216
Ingresos (Gastos) Financieros	590	(354)	(965)	(92)	74	(92)	-	-	(301)	(538)
Resultado de Participación en Compañías	(91)	(16)	5	1	2	(10)	-	-	(84)	(25)
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	3,733	2,178	(1,192)	(33)	2,064	1,508	-	-	4,605	3,653
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,590)	(855)	968	53	(674)	(580)	-	-	(1,296)	(1,382)
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	2,143	1,323	(224)	20	1,390	928	-	-	3,309	2,271
Interés no Controlante	18	-	-	1	(314)	(197)	-	-	(296)	(196)
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol antes de impairment	2,161	1,323	(224)	21	1,076	731	-	-	3,013	2,075
(Gasto) Recuperación por Impairment	736	257	(1,062)	1,077	(170)	65	-	-	(496)	1,399
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(116)	90	196	(113)	50	(24)	-	-	130	(47)
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	2,781	1,670	(1,090)	985	956	772	-	-	2,647	3,427
EBITDA	4,507	3,444	228	423	2,307	1,911	-	-	7,042	5,778
Margen Ebitda	34.8%	32.9%	2.2%	5.2%	72.5%	68.4%	0.0%	0.0%	38.5%	37.6%



4. Calificación de Riesgo

Durante 2018 las tres principales calificadoras de riesgo ratificaron el grado de inversión de Ecopetrol S.A, reconociendo el buen desempeño operativo y financiero de la Compañía. Las calificaciones vigentes a cierre del año 2018 fueron:

- **Moody's Investors Service:** Baa3 con perspectiva Estable
- **Fitch Ratings:** BBB con perspectiva Estable
- **S&P Global Ratings:** BBB- con perspectiva Estable

El 6 de diciembre de 2018, Fitch Ratings subió en un grado la calificación de crédito individual (Stand-Alone) de Ecopetrol S.A a BBB. Así mismo, reafirmó la calificación internacional de la Compañía en BBB con perspectiva estable. El aumento de la calificación de crédito individual es un reconocimiento al estable desempeño operativo de la Compañía, a la robustez del plan de negocios, al sólido perfil financiero alcanzado a través de la estrategia de manejo de deuda y a la razonabilidad de la política de dividendos implementada.

La agencia calificadora Moody's Investors Service, en su informe del 16 de julio de 2018, subió en dos grados la calificación de crédito individual (de ba3 a ba1) y mantuvo la perspectiva estable en la calificación internacional (Baa3). El aumento en la calificación de crédito individual se dio gracias a las sólidas métricas financieras y a los avances en la estrategia de crecimiento y adición de reservas. Así mismo, Moody's destacó los avances en los cuatro frentes de crecimiento de la Compañía: i) Implementación de recobro mejorado y proyectos infill, ii) Exploración, iii) Evaluación de oportunidades en yacimientos no convencionales y iv) crecimiento inorgánico, apalancado en la fuerte posición de caja. La calificadora resaltó los buenos niveles de liquidez y el compromiso del Equipo Directivo para proteger las métricas crediticias.

Por su parte, el 27 de junio de 2018, S&P Global Ratings mantuvo la calificación internacional de largo plazo en BBB-, con perspectiva estable y la calificación de crédito individual (Stand-Alone) en 'bb+'. La calificadora resaltó en su reporte los sólidos resultados financieros con unas métricas crediticias fortalecidas gracias a la disciplina de capital y a las eficiencias implementadas. La calificadora destacó el buen desempeño de los segmentos de Refinación y Transporte, resaltando los resultados operativos de la refinería de Cartagena en su etapa de estabilización.

A. Exploración y Producción

Reservas

Al cierre de 2018, las reservas probadas netas del Grupo Ecopetrol fueron de 1,727 millones de barriles de petróleo equivalentes (Mbpe). El índice de reemplazo de reservas fue de 129% y la vida media de reservas equivale a 7.2 años. Del balance total de reservas, el 70% es crudo y el 30% corresponde a gas. Por su parte, la vida media de reservas de crudo y gas equivalen a 6.3 años y 11.1 años, respectivamente. El 98% del balance total de reservas probadas se encuentra en Colombia. Se destaca que Ecopetrol S.A. tiene una vida media de reservas de 7.4 años.

En 2018, el Grupo Ecopetrol incorporó 307 Mbpe de reservas probadas, continuando con la tendencia positiva de incorporación de reservas que del 2017. La producción total acumulada del año fue 239 millones de barriles de petróleo equivalentes. Es importante señalar que el 109% de la producción del 2018 fue reemplazada por adiciones orgánicas, sin considerar efecto precio.

El precio definido por la SEC utilizado para la valoración de las reservas de 2018 fue USD 72.2 por barril Brent frente a USD 54.93 de 2017. Ecopetrol estima que por efecto de un mayor precio se recuperaron aproximadamente 47 Mbpe. Por su parte, el 85% de la adición de reservas probadas es resultado de la gestión técnica y optimización financiera de los activos gracias a nuevos proyectos de inversión. Solo el 15% corresponde al efecto de un mayor precio del petróleo.



Es importante destacar el récord de aumento en reservas probadas asociado a los resultados del programa de incremento del factor de recobro (129 Mbpe), cuyos principales logros se han dado en campos como Chichimene, Castilla y Teca. Así mismo, la incorporación de 57 mbpe por extensiones y descubrimientos, la mayor adición por este concepto en los últimos 5 años.

Las reservas fueron estimadas con base en los estándares y metodología de la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos. El 99% de las reservas fue auditado por cuatro reconocidas firmas especializadas independientes (Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton, Gaffney, Cline & Associates y Sproule International Limited).

El incremento de reservas logrado en 2018 es uno de los pilares de la estrategia del Grupo Ecopetrol que busca garantizar su sostenibilidad a largo plazo.

Tabla 12: Reservas Probadas – Grupo Empresarial Ecopetrol

	2015	2016	2017	2018
Reservas Probadas Iniciales	2,084	1,849	1,598	1,659
Revisiones	-25	-54	174	121
Recobro Mejorado	16	11	73	129
Compras	0	0	4	0
Extensiones y Descubrimientos	24	27	44	57
Producción	-251	-235	-234	-239
Reservas Probadas fin de año	1,849	1,598	1,659	1,727

Exploración

En el cuarto trimestre de 2018 se intensificó la actividad exploratoria al perforar 8 pozos, terminando el año con una cifra de 17 pozos perforados. Con este despliegue de actividad, se logró superar la meta de 12 pozos exploratorios para el año e incorporar más de 250 millones de barriles de petróleo equivalentes en recursos descubiertos por delimitar, apalancando el incremento futuro de reservas del Grupo Empresarial.

En línea con la estrategia de crecimiento de la Compañía y aumento de su portafolio a nivel internacional, Ecopetrol (20%) en consorcio con las empresas BP Energy (50%-Operador) y CNOOC Petroleum (30%) ganó el bloque Pau-Brasil en la cuenca de Santos, una de las de mayor potencial a nivel internacional. Adicionalmente, Ecopetrol se hizo a una participación del 10% en el bloque Saturno en sociedad con Shell (45%-Operador) y Chevron (45%) en la Quinta Ronda del Pre-Sal, la cual está pendiente de aprobación por parte de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles. La participación en la cuenca de Santos se logró de la mano de compañías de talla mundial y con trayectoria reconocida en el offshore.

Ecopetrol América Inc. ganó los bloques Green Canyon 404, 405, 448, 492, localizados en el Golfo de México de Estados Unidos, durante el proceso de la ronda GOM- Lease Sale 251. La creciente actividad hace parte de la estrategia de aumento de reservas de petróleo y gas a través de un portafolio exploratorio robusto en zonas de alto potencial, teniendo en cuenta los criterios de competitividad y rentabilidad futura.

En cuanto a actividades costa afuera en Colombia, Ecopetrol incrementó la participación de 50% al 100% de interés en los bloques Fuerte Sur y Purple Angel (cuenca Sinú Offshore), cedidos por la compañía Anadarko. Para el caso del bloque Col-5 (Cuenca Sinú Offshore), Ecopetrol ha solicitado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) la conversión del Contrato de Evaluación Técnica (TEA) a Contrato de Exploración y Producción (E&P) con el 100% de participación, con el fin de diversificar y fortalecer el portafolio exploratorio nacional.

En cuencas tradicionales de Colombia, los esfuerzos se enfocaron en desarrollar actividad cercana a campos y a infraestructura de producción para aprovechar las facilidades existentes, como los proyectos Andina-1, Rex NE, Jaspe y Cosecha C-01.



Tabla 13: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Empresarial Ecopetrol

#	Trimestre	Nombre	Clasificación del pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Bufalo-1	A3	VMM-32	Valle Medio del Magdalena	ECP(51%) CPVEN (49%)	En evaluación	3/01/2018
2	Primero	Jaspe-6D	A3	Quifa	Llanos Orientales	FRONTERA (70%) ECP (30%)	Exitoso	30/01/2018
3	Segundo	Coyote-2	A1	De Mares	Valle Medio del Magdalena	PAREX (50%) ECP(50%)	En evaluación	2/04/2018
4	Segundo	Capachos Sur-2	A1	Capachos	Llanos Orientales	PAREX (50%) ECP(50%)	En evaluación	18/04/2018
5	Tercer	Pulpo-1	A3	Rondón	Llanos Orientales	OXY (70%) ECP (30%)	Taponado y Abandonado	16/07/2018
6	Tercer	Rex NE-02 ST	A1	Cosecha	Llanos Orientales	OXY (70%) ECP (30%)	Exitoso	28/07/2018
7	Tercer	Andina-1	A3	Capachos	Llanos Orientales	PAREX (50%) ECP(50%)	Exitoso	26/08/2018
8	Tercer	Arrecife-1	A3	VIM 8	Valle Inferior del Magdalena	HOCOL (100%)	Exitoso	20/09/2018
9	Tercer	Payero E1ST-1	A3	Niscota	Llanos - Piedemonte	EQUION OPERADOR HOCOL (20%) TOTAL (50%) REPSOL (30%)	Taponado y Abandonado	25/09/2018
10	Cuarto	Cosecha C-01	A3	Cosecha	Llanos Orientales	OXY (70%) ECP (30%)	Exitoso	31/10/2018
11	Cuarto	Ocelote 510	A2C	Guarrojo	Llanos Orientales	HOCOL (100%)	Taponado y Abandonado	2/11/2018
12	Cuarto	Chipiron Far North - 01	A3	Chipiron	Llanos Orientales	OXY (70%) ECP (30%)	Taponado y Abandonado	5/11/2018
13	Cuarto	Ocelote 500	A2C	Guarrojo	Llanos Orientales	HOCOL (100%)	Taponado y Abandonado	17/11/2018
14	Cuarto	Ocelote 520	A2C	Guarrojo	Llanos Orientales	HOCOL (100%)	Taponado y Abandonado	28/11/2018
15	Cuarto	Andina-2	A1	Capachos	Llanos Orientales	PAREX (50%) ECP (50%)	Exitoso	5/12/2018
16	Cuarto	Jaspe-7 D	A1	Quifa	Llanos Orientales	FRONTERA (70%) ECP (30%)	Taponado y Abandonado	17/12/2018
17	Cuarto	Cira 7000 (Pozo Piloto)	A2C	La Cira Infantas	Valle Medio del Magdalena	OXY (52%) ECP (48%)	En evaluación	25/12/2018

Se destaca el pozo Infantas Oriente-1, perforado en la campaña 2017 y declarado exitoso en la vigencia 2018 después de concluir las pruebas de formación y declarar su comercialidad en tiempo record. Al finalizar el 2018, el segmento de Exploración contribuyó con un incremento en la producción del Grupo Empresarial en alrededor de 3,500 bped, como resultado de las pruebas extensas en los descubrimientos de Bullerengue, Andina, Infantas Oriente-1, Jaspe 6D, Cosecha C-01 y Rex NE.

Asi mismo, continuando con las actividades de adquisición sísmica, en el cuarto trimestre nuestro socio Ismocol-Joshi-Parko adquirió 60 km² 3D en el campo Palagua-Caipal (Contrato de Asociación Palagua). Por su parte, Ecopetrol compró tres programas sísmicos 3D (292.5 km²) en Putumayo, con el objetivo de evaluar el potencial exploratorio de esta cuenca. A nivel internacional, Ecopetrol Brasil compró información sísmica 3D (1,158 km²) para evaluar el bloque Pau Brasil. Durante 2018 se adquirió un total de 16,803 km² de sísmica 3D y 61,286 Km de sísmica 2D superando la meta propuesta para el año.

Producción

La producción promedio del Grupo Ecopetrol en el cuarto trimestre ascendió a 733 kbped (+2.2% vs 4T17 y + 1.2% vs 3T18). Este resultado se obtuvo gracias a: i) la campaña de perforación en los campos La Cira, Rubiales, Chichimene, Dina, Quifa y Castilla, ii) la respuesta positiva del recobro secundario y terciario, la cual apalanca la estrategia de crecimiento de producción y reservas, y iii) el incremento de producción y ventas de gas, gracias a una mayor demanda del sector industrial y térmico, soportada por la estrategia comercial. Por su parte, en 2018 la producción ascendió a 720 kbped, en línea con la meta propuesta para el año. Este importante resultado se obtuvo incluso con algunos eventos operacionales y dificultades de orden público que afectaron la producción especialmente en el primer trimestre de 2018.



En el cuarto trimestre de 2018 las compañías del Grupo Ecopetrol contribuyeron con 61.5 kbped, aportando el 8.4% del volumen total, con un incremento de 2.3 kbped (3.9%) frente al mismo trimestre del año anterior, apalancado principalmente por los resultados en Ecopetrol America Inc (EAI). La producción promedio de 2018 fue de 59.2 kbped un 0.2% por encima del año anterior.

A cierre diciembre se contaba con 46 taladros de perforación activos, un 84% más que los reportados al cierre de 2017 (25 taladros). En el año 2018, el Grupo Ecopetrol perforó 579 pozos de desarrollo, superando en 18% los pozos perforados el año anterior.

Tabla 14: Producción Bruta - Grupo Empresarial Ecopetrol*

kbped	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %
Crudo	557.9	544.5	2.5%	548.7	545	0.7%
Gas natural	114.0	112.8	1.1%	112.5	111	1.4%
Total Ecopetrol S.A.	671.9	657.3	2.2%	661.2	656.0	0.8%
Crudo	20.8	20.7	0.5%	20.7	21.7	(4.6%)
Gas Natural	8.4	8.0	5.0%	7.5	5.8	29.3%
Total Hocol	29.2	28.7	1.7%	28.2	27.5	2.5%
Crudo	8.6	9.7	(11.3%)	9.0	10.6	(15.1%)
Gas Natural	5.2	5.0	4.0%	5.0	4.8	4.2%
Total Equion**	13.8	14.7	(6.1%)	14.0	15.4	(9.1%)
Crudo	3.7	4.4	(15.9%)	3.9	4.4	(11.4%)
Gas Natural	1.3	0.8	62.5%	1.1	0.6	83.3%
Total Savia**	5.0	5.2	(3.8%)	5.0	5.0	0.0%
Crudo	11.5	8.8	30.7%	10.2	9.2	10.9%
Gas Natural	2.0	1.8	11.1%	1.8	2	(10.0%)
Total Ecopetrol America	13.5	10.6	27.4%	12.0	11.2	7.1%
Crudo	602.5	588.1	2.4%	592.5	590.9	0.3%
Gas Natural	130.9	128.4	1.9%	127.9	124.2	3.0%
Total Grupo Empresarial	733	717	2.2%	720.4	715.1	0.7%

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

** Equión y Savia se incorporan a través del método de participación. - Nota: La producción de gas incluye productos blancos.

Proyectos de incremento de Factor de Recobro:

El programa de incremento de factor de recobro se consolida como una estrategia estructurada para el crecimiento de producción y reservas del Grupo Empresarial, representando 129 Mbpe o el 50% de la adición técnica de reservas obtenida en el 2018, excluyendo efecto precio. Es importante resaltar los avances en producción y reservas de los proyectos de inyección de agua de Chichimene y Castilla, logrando la implementación de 39 patrones de inyección que apalancaron una producción de 15 kbped. Así mismo, el proyecto de inyección continua de vapor en Teca fue exitoso y logró adicionar reservas.



El éxito de la aplicación de las tecnologías de recobro secundario y terciario, se evidencia en la contribución de 167 kbped del total de la producción diaria del Grupo Ecopetrol (aproximadamente el 23%), proveniente principalmente de campos como Castilla, Chichimene, Teca, La Cira Infantas, Casabe, Yariguí, Tibú, Asociación Nare, Cusiana, Cupiagua, Piedemonte y otros campos del Departamento del Huila.

Durante el 2018 se logró la ejecución de 60 estudios y 19 pilotos, con inversiones cercanas a los USD 94 millones, para disminuir incertidumbres y progresar en el mediano y largo plazo estas oportunidades hacia proyectos. Los 19 pilotos en evaluación, están generando una producción diaria aproximada de 17 kbped. Se destacan los resultados positivos tanto en eficiencia de inyección como en respuesta en producción de los pilotos de inyección de agua (Castilla, Chichimene, Apiay, Suria y La Cira arenas A y B), inyección de agua mejorada (Chichimene, La Cira Infantas, Casabe y Yariguí) e inyección de vapor (Teca y Nare). En 2018, se usó por primera vez la tecnología de inyección continua de vapor en el campo Teca, demostrando el gran potencial para aumentar el factor de recobro.

De los 17 pilotos que viabilizan expansión, en el transcurso del año se aprobaron recursos de inversión en 8 proyectos: 6 proyectos de inyección de agua (Chichimene, Castilla, Suria, La Cira arenas A y B, Llanito-Gala y Galán), 1 de inyección de agua mejorada (Dina K) y 1 de inyección continua de vapor (Teca). Adicionalmente, se continúan estructurando 9 proyectos de expansión de tecnologías de recobro.

Ecopetrol continúa identificando y evaluando oportunidades para expandir el programa de aumento de factor de recobro.

Tabla 15: Pilotos de Recobro - Grupo Empresarial Ecopetrol

Tecnología	Pilotos	En evaluación	Viabilizan expansión	No viabilizan expansión
No Térmico	36	18	15	3
Inyección de agua	19	9	9	1
Optimización inyección de agua	1	-	1	-
Inyección de agua mejorada	9	5	4	-
Inyección de gas	7	4	1	2
Térmico	6	1	2	3
Inyección de vapor	4	-	2	2
Inyección de aire	2	1	-	1
TOTAL	42	19	17	6

Costo de Levantamiento

Tabla 16: Costo de Levantamiento* - Grupo Empresarial Ecopetrol

USD/BI	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %	% USD
Costo de levantamiento	9.22	8.73	5.6%	8.66	7.65	13.2%	16.0%
TRM	3,165.5	2,986.0	6.0%	2,956.4	2,951.3	0.2%	

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías

El incremento de 1.01 USD/bl observado en el costo de levantamiento entre el año 2018 y el 2017 se explica principalmente por:

Efecto Costo (+USD 1.20/bl):

- Incremento en consumo de energía (+USD 0.26/bl) debido a: i) aumento en barriles de agua de producción, ii) mayor número de pozos perforados, iii) mayor precio de combustibles líquidos (diésel, crudo reducido y



fuel oil) utilizados para la generación eléctrica en campos, y iv) crecimiento en el precio de compra de la energía eléctrica no regulada.

- Mayor ejecución de costos en mantenimiento de subsuelo (+USD 0.16/bl) debido al incremento en el número y la complejidad de intervenciones y servicio a pozo, lo cual ha permitido un mejor desempeño en la curva básica de producción (+11.7 kbpd por encima de lo esperado).
- Mayores servicios contratados en línea con el incremento de actividad y servicios (+USD 0.30/bl).
- Mayores costos laborales (+USD 0.16/bl) debido al incremento en contratación de planta de personal y porcentaje de ajuste salarial.
- Incremento en costos de soporte (+USD 0.32/bl) por cambio en metodología de asignación de procesos.

Efecto por tasa de cambio (-USD 0.02/bl): mayor tasa de cambio de +5.11 pesos/dólar al re-expresar los costos en pesos a dólares.

Efecto volumen (-USD 0.17/bl): menor costo por incremento de la producción.

Costo de Dilución

Tabla 17: Costo de Dilución* - Grupo Empresarial Ecopetrol

USD/BI	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %	% USD
Costo de dilución	4.6	4.7	-2.1%	4.5	3.9	15.4%	100%

* Calculado con base en barriles vendidos

El incremento del costo de dilución es resultado del mayor precio de compra de nafta, en línea con la recuperación del precio internacional de los crudos WTI y Brent, compensado parcialmente con menores volúmenes consumidos gracias a la estrategia de dilución, pasando de un factor de dilución de 15% en 2017 a 14.81% en 2018. Si se elimina el efecto del incremento del precio de la nafta en lo corrido del año, el costo de dilución sería de USD 3.3/bl, es decir USD 0.57/bl menos que el año 2017.

Resultados financieros del segmento de Exploración y Producción

Los ingresos del cuarto trimestre y año 2018 aumentaron frente a los mismos periodos del año anterior principalmente por: i) mayores precios en línea con el comportamiento del Brent, ii) mayores volúmenes de producción como resultado de la campaña de perforación, resaltando las entregas a la Refinería de Cartagena para sustituir el crudo importado, y iii) aumento de la tasa de cambio promedio de los ingresos.

El costo de ventas del segmento en el trimestre y año aumentaron frente a los mismos periodos de 2017 como resultado de:

- Mayores volúmenes de compra de crudo.
- Aumento en costos de transporte por problemas de orden público que impactaron al oleoducto Caño Limón, lo que generó mayores reversiones de crudo transportado a través del Oleoducto Bicentenario.
- Incremento en costos de la operación asociados a la mayor producción, tratamiento de aguas y mantenimiento de superficie.
- Costos adicionales por manejo de comunidad e integridad de los pozos.
- Lo anterior es parcialmente compensado con un menor costo por depreciación dada la incorporación adicional de reservas en 2018 frente a 2017.

Los gastos operacionales del 2018 aumentaron frente al mismo periodo del año anterior principalmente por el efecto compensado entre: i) ganancia contable generada por el reconocimiento a valor razonable en la adquisición del interés adicional en el campo K2 en el cuarto trimestre del 2017 y ii) reconocimiento de la actividad exploratoria en



el 2017 de los pozos Kronos-1, Parmer-1, Lunera-1, Brama-1, Molusco-1, Godric. Lo anterior fue compensado parcialmente con la actividad exploratoria de los pozos León 1 y 2, reconocida en el tercer trimestre, de 2018.

El resultado financiero neto (no operacional) del cuarto trimestre y año 2018 frente a 2017, refleja: i) ganancias por diferencia en cambio como resultado del efecto de la devaluación del peso frente al dólar sobre la posición neta promedio activa en dólares del segmento, ii) mayores ingresos por rendimientos financieros dado los excedentes de liquidez y iii) ahorro en los costos financieros por los prepagos de créditos.

Tabla 18: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción

Miles de millones (COP)	4T 2018	4T 2017	Cambio \$	Cambio %	2018	2017	Cambio \$	Cambio %
Ingresos por ventas	12,935	10,484	2,451	23.4%	49,589	35,751	13,838	38.7%
Depreciación y Amortización	1,250	1,256	(6)	(0.5%)	5,211	5,933	(722)	(12.2%)
Costos Variables	5,065	3,583	1,482	41.4%	18,313	12,489	5,824	46.6%
Costos Fijos	2,538	2,278	260	11.4%	8,701	7,873	828	10.5%
Costo de Ventas	8,853	7,117	1,736	24.4%	32,225	26,295	5,930	22.6%
Utilidad Bruta	4,082	3,367	715	21.2%	17,364	9,456	7,908	83.6%
Gastos Operativos	848	819	29	3.5%	3,020	2,308	712	30.8%
Utilidad Operacional	3,234	2,548	686	26.9%	14,344	7,148	7,196	100.7%
Ingresos (Gastos) Financieros	590	(354)	944	(266.7%)	(71)	(1,332)	1,261	(94.7%)
Resultado de Participación en Compañías	(91)	(16)	(75)	468.8%	125	60	65	108.3%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	3,733	2,178	1,555	71.4%	14,398	5,876	8,522	145.0%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,590)	(855)	(735)	86.0%	(5,691)	(2,811)	(2,880)	102.5%
Ganancia Neta Consolidada	2,143	1,323	820	62.0%	8,707	3,065	5,642	184.1%
Interés no Controlante	18	-	18	0%	62	-	62	0%
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol antes de impairment	2,161	1,323	838	63.3%	8,769	3,065	5,704	186.1%
(Gasto) Recuperación por Impairment activos largo plazo	736	257	479	186.4%	808	246	562	228.5%
Impuesto de renta diferido sobre impairment activos largo plazo	(116)	90	(206)	(228.9%)	(138)	94	(232)	(246.8%)
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	2,781	1,670	1,111	66.5%	9,439	3,405	6,034	177.2%
EBITDA	4,507	3,444	1,063	30.9%	20,110	13,226	6,884	52.0%
Margen Ebitda	34.8%	32.9%	1.9%		40.6%	37.0%	3.6%	

B. Transporte

La estrategia de reversión implementada por el Oleoducto Bicentenario permitió reducir el impacto generado por los ataques y las válvulas ilícitas que afectaron al Oleoducto Caño Limón – Coveñas, a la vez que se garantizó continuidad en la evacuación de crudos y abastecimiento de hidrocarburos para atender la demanda de refinados del país.

Tabla 19: Volúmenes Transportados

kbd	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %
Crudos	856.7	835.5	2.5%	836.2	823.3	1.6%
Refinados	271.4	270.4	0.4%	273.4	268.2	1.9%
Total	1,128.2	1,105.9	2.0%	1109.6	1091.5	1.7%



El volumen de crudo transportado en el cuarto trimestre de 2018 aumentó 2.5% comparado con el mismo periodo del año anterior. Este comportamiento se dio principalmente por evacuación adicional de 6 kbpd de Castilla Norte por el oleoducto Ayacucho – Coveñas.

Durante el cuarto trimestre, la red de oleoductos continuó presentando afectaciones originadas por terceros; sin embargo, la operación contingente implementada permitió mitigar estos impactos, situación que resultó en 18 ciclos de reversión en el trimestre y 53 ciclos en el año por el Oleoducto Bicentenario. De la misma forma, se evidenció el aumento en el número de atentados en el trimestre (4T2018:16 versus 4T2017:0) e implementación de válvulas ilícitas tanto para crudos como para refinados (4T2018:342 versus 4T2017:314). Aproximadamente el 75.7% del volumen de crudo transportado por el sistema de oleoductos fue propiedad del Grupo Empresarial Ecopetrol.

El volumen transportado de refinados aumentó en 0.4% en el cuarto trimestre de 2018 frente al mismo período de 2017, lo anterior como resultado del incremento en la demanda local de combustibles, mayor disponibilidad de producción de las refinerías y optimizaciones operativas en los sistemas de transporte. Se destaca la mayor disponibilidad de productos de la Refinería de Barrancabermeja, contribuyendo a la maximización en la utilización de los sistemas de evacuación de Cenit. Aproximadamente el 33% del volumen de refinados transportado en el sistema de poliductos correspondió a productos del Grupo Empresarial Ecopetrol.

Tabla 20: Costo por Barril Transportado - Grupo Empresarial Ecopetrol

USD/Bi	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %	Explicación	% USD
Costo por barril transportado	3.72	3.61	3.0%	3.33	3.30	0.9%	- Volumen (-USD 0.05 /B): Incremento del 1.6% en volumen de crudo transportado apalancado en operación en reversión del Bicentenario. - Costo (USD 0.09 /B): Mayor costo de operación y mantenimiento.	5.0%
TRM	3,165.5	2,986.0	6.0%	2,956.4	2,951.3	0.2%	TRM (+USD 0.03 /B): Mayor TRM de 5.1 COP/USD frente al 2017.	

Nota: La información correspondiente a 2017 se recalculó teniendo en cuenta cambio en la metodología tendiente a medir la eficiencia en los costos y gastos operacionales de los sistemas de transporte (a partir del 1T18).

Resultados financieros del segmento de Transporte

Los ingresos de 2018 aumentaron con relación a 2017, principalmente por mayores volúmenes asociados a las reversiones de Bicentenario y la entrada en operación del sistema San Fernando – Apiay. Para el cuarto trimestre, se habilitó el transporte de crudo Castilla Norte segregado desde Ayacucho hasta Coveñas.

El costo de ventas aumentó frente a 2017 como resultado de: i) costos asociados a los mayores volúmenes transportados dadas las reversiones del oleoducto Bicentenario, ii) mayor consumo de materiales, suministros y depreciación, relacionados principalmente con la entrada en operación del sistema San Fernando – Apiay en Cenit y la ampliación del P-135 en Ocsa. El costo de ventas para el cuarto trimestre aumentó por compra de productos para el lleno de línea de poliductos.

Los gastos operativos de 2018 tuvieron una disminución frente a 2017 como resultado del efecto combinado entre: i) la recuperación de la provisión en 2018 por finalización del acuerdo de conciliación tarifaria del P135, registrada desde el último trimestre de 2017 y ii) mayores gastos en 2018 asociados a la atención de emergencias y afectaciones ocasionadas por terceros en el sistema de transporte.

Se presentó un menor gasto financiero en todo el 2018 y cuarto trimestre, comparado con los mismos periodos del año anterior, producto del ingreso por diferencia en cambio asociado a la devaluación del peso frente al dólar sobre la posición activa en dólares del segmento.



Tabla 21: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de millones (COP)	4T 2018	4T 2017	Cambio \$	Cambio %	2018	2017	Cambio \$	Cambio %
Ingresos por ventas	3,183	2,793	390	14.0%	11,354	10,598	756	7.1%
Depreciación y Amortización	298	289	9	3.1%	1,144	1,101	43	3.9%
Costos Variables	156	190	(34)	(17.9%)	597	634	(37)	(5.8%)
Costos Fijos	566	423	143	33.8%	1,660	1,537	123	8.0%
Costo de Ventas	1,020	902	118	13.1%	3,401	3,272	129	3.9%
Utilidad Bruta	2,163	1,891	272	14.4%	7,953	7,326	627	8.6%
Gastos Operativos	175	281	(106)	(37.7%)	463	637	(174)	(27.3%)
Utilidad Operacional	1,988	1,610	378	23.5%	7,490	6,689	801	12.0%
Ingresos (Gastos) Financieros	74	(92)	166	(180.4%)	(278)	(386)	108	(28.0%)
Resultado de Participación en Compañías	2	(10)	12	(120.0%)	3	(42)	45	(107.1%)
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	2,064	1,508	556	36.9%	7,215	6,261	954	15.2%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(674)	(580)	(94)	16.2%	(2,621)	(2,539)	(82)	3.2%
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	1,390	928	462	49.8%	4,594	3,722	872	23.4%
Interés no Controlante	(314)	(197)	(117)	59.4%	(1,042)	(784)	(258)	32.9%
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol antes de impairment	1,076	731	345	47.2%	3,552	2,938	614	20.9%
(Gasto) Recuperación por Impairment activos largo plazo	(170)	65	(235)	(361.5%)	(170)	59	(229)	(388.1%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment activos largo plazo	50	(24)	74	(308.3%)	51	(22)	73	(331.8%)
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	956	772	184	23.8%	3,433	2,975	458	15.4%
EBITDA	2,307	1,911	396	20.7%	8,731	7,910	821	10.4%
Margen Ebitda	72.5%	68.4%	4.1%		76.9%	74.6%	2.3%	

C. Refinación

En 2018 el segmento de refinación mantuvo una operación estable y un buen desempeño operacional gracias a la optimización de la dieta de crudo en ambas refinерías y a la gestión integral de activos, permitiendo una mayor disponibilidad de las plantas de proceso, alcanzando una carga consolidada récord anual de 373 kbd. El aumento de carga de crudos, la operación eficaz de los sistemas de transporte y logísticos, la gestión eficiente de costos y gastos ayudaron a mitigar los impactos de márgenes de precios internacionales más retadores que el año anterior, y a mejorar el costo de caja del segmento.

Refinería de Cartagena

Tabla 22: Carga, Factor de utilización, Producción y Margen – Refinería de Cartagena

	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %
Carga* (kbpd)	150.2	147.4	1.9%	151.3	135.7	11.5%
Factor de Utilización (%)	89.5%	88.3%	1.3%	89.4%	75.3%	18.7%
Producción Refinados (kbpd)	145.6	142.1	2.5%	146.8	131.8	11.3%
Margen Bruto (USD/BI)	9.1	12.5	(27.5%)	11.0	9.5	15.4%

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

En 2018, la carga de crudo presentó un crecimiento del 11.5% versus 2017, como resultado de una operación estable, la implementación de iniciativas de mejora de margen que permitieron eliminar cuellos de botella en algunas unidades, incrementando la carga y permitiendo un aumento en el factor de utilización y en la generación de productos valiosos. Para el cuarto trimestre la carga estuvo compuesta por 77% de crudo nacional y 23% de crudo importado frente a un 66% de crudo nacional y 34% importado en el mismo periodo de 2017.



En el mes de octubre se obtuvo el récord de disponibilidad operacional de 97.7%, el mejor resultado desde que inició la operación de la refinería, ubicando a Cartagena en los rangos de las mejores refinерías del Golfo de Estados Unidos para este indicador.

El margen bruto de refinación presentó un incremento de 15.4% durante 2018 con respecto al año anterior, como resultado de una operación estable y la implementación de iniciativas de optimización de margen que permitieron aprovechar la estabilidad del precio del diésel, y mitigar en parte el impacto negativo del entorno de mercado internacional en los cracks de productos refinados (principalmente gasolina y nafta). No obstante, se observa una disminución en el margen de refinación frente al cuarto trimestre de 2017, explicado por el debilitamiento en los precios de la gasolina (-9.5 USD/bl) y nafta (-7.6 USD/bl), debido a sobreoferta de inventarios a nivel mundial, tendencia de gasolinas y baja demanda petroquímica por sustitución de LPG's.

Refinería de Barrancabermeja

Tabla 23: Carga, Factor de utilización, Producción y Margen – Refinería Barrancabermeja

	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %
Carga* (kbpd)	228.9	221.5	3.3%	221.9	209.8	5.8%
Factor de Utilización (%)	81.3%	84.3%	(3.6%)	85.0%	80.8%	5.2%
Producción Refinados (kbpd)	230.7	224.3	2.9%	224.4	212.4	5.6%
Margen Bruto (USD/BI)	11.1	12.0	(7.4%)	11.8	13.5	(12.6%)

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

Durante 2018, la carga y la producción incrementaron como resultado de una operación estable y un mejor aprovechamiento de los crudos cargados gracias a la implementación de iniciativas de segregación de crudos livianos e intermedios. Cabe señalar que durante 2018 la refinерía logró aumentar el factor de utilización de sus plantas en 5.2%. No obstante, durante el último trimestre se presentó una disminución del 3.6% en este indicador como consecuencia de la salida de operación de una unidad de craqueo catalítico (UOP-II) en el mes de noviembre de 2018 por un evento operacional.

El margen bruto de refinación presentó una caída durante 2018 en línea con el comportamiento de los productos refinados del Golfo de Estados Unidos, especialmente gasolina y fuel oil. Esta tendencia se marcó con mayor fuerza en el último trimestre del año por el efecto estacional de los productos refinados. El impacto en el margen bruto del trimestre se generó por un menor diferencial de productos dado el debilitamiento de gasolinas (-9.5 USD/bl) frente al mismo periodo del año anterior, mitigado parcialmente por el fortalecimiento en los precios del fuel oil, cuyo diferencial versus Brent subió (+2.1 USD/bl) frente al cuarto trimestre de 2017.

Tabla 24: Costo de Caja de refinación⁴ - Grupo Empresarial Ecopetrol*

USD/BI	4T 2018	4T 2017	Cambio %	2018	2017	Cambio %	Explicación	% USD
Costo de caja refinación	4.78	4.88	-2.0%	4.81	5.03	-4.4%	- Volumen (-USD 0.37 /B): explicado por: i) mayores cargas y participación de crudos nacionales en la dieta de la Refinería de Cartagena, y ii) disponibilidad de crudo medio y liviano en la Refinería de Barrancabermeja. - Costo (+USD 0.14 /B): Mayor costo, mantenimiento y servicios industriales por tarifa mayores de gas.	10.7%
TRM	3,165.5	2,986.0	6.0%	2,956.43	2,951.32	0.2%	TRM (-USD 0.01 /B): Mayor TRM de 5.11 COP por USD.	

* Incluye refinерías de Barrancabermeja y Cartagena y Esentia

⁴ El indicador de costo de caja mostrado en este reporte para el 4T 2017 difiere del reportado en el reporte de 4T 2017, porque para efectos comparativos se recalculó el costo de caja de refinación de 4T 2017 para incluir los costos de la Refinería de Cartagena.



Calidad de Combustibles

En 2018 Ecopetrol estableció una senda interna de mejoramiento progresivo de la calidad de los combustibles, con el objetivo de disminuir el contenido de azufre de la gasolina y el diésel. En diciembre, el diésel que se distribuyó en Colombia tuvo un promedio de 16 ppm y de 108.4 ppm en la gasolina, niveles por debajo de la regulación colombiana vigente de 50 ppm en diésel y 300 ppm en gasolina. Lo anterior gracias a las sinergias entre las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como a ajustes operacionales en los sistemas de transporte y logísticos para lograr combustibles más limpios.

Adicionalmente, logramos el suministro de diésel por debajo de 25 ppm (llegando a valores de 14 ppm en diciembre) a la ciudad de Medellín y el área de influencia del Valle de Aburrá, desde el mes de marzo.

Bioenergy y Esenttia

En 2018 Bioenergy continuó con la fase de estabilización de su operación agrícola e industrial, alcanzando una producción de 47.1 millones de litros de etanol frente a 36 millones de litros en 2017. Las ventas del año estuvieron impactadas por la caída del precio regulado del etanol, en línea con el comportamiento del precio del azúcar a nivel internacional y por la sobreoferta de etanol en el mercado colombiano, afectado principalmente por las importaciones de etanol de Estados Unidos. Así mismo, entre abril y agosto se completó el 100% del plan general de mantenimiento interzafra y en el cuarto trimestre del año se realizaron con éxito las pruebas de desempeño industrial.

Por su parte, en 2018 Esenttia continuó en su senda de rentabilidad, demostrando excelente desempeño en seguridad industrial. Su operación estable así como los esfuerzos de optimización de costos, compensaron parcialmente los altos precios y la volatilidad de la materia prima.

Resultados financieros del segmento de Refinación

Tanto los ingresos del cuarto trimestre de 2018 como el acumulado del año presentaron un incremento con respecto a 2017, principalmente por i) mayor precio de la canasta promedio ponderada de productos, ii) mayor volumen de ventas por incremento en la carga de las refinerías y iii) la estabilización de la operación en la Refinería de Cartagena.

El costo de ventas presentó un incremento en el cuarto trimestre y año 2018 frente a los mismos períodos de 2017, principalmente por: i) mayores compras de crudo asociadas al aumento de cargas en Cartagena y Barrancabermeja, ii) aumento en compras de productos para reducir el contenido de azufre de combustibles para el mercado local, durante el cuarto trimestre y iii) mayor costo asociado al incremento en los precios internacionales. Lo anterior fue parcialmente compensado con una dieta más económica en la Refinería de Cartagena al incorporar un mayor porcentaje de crudo nacional.

A pesar de lograr una dieta más económica en la Refinería de Cartagena, se presentaron menores márgenes internacionales de productos refinados, principalmente en gasolinas y naftas, que generaron una menor utilidad bruta del segmento.

Se destaca una disminución en los gastos operacionales del 2018 versus 2017 asociado al programa de estabilización y optimización de la Refinería de Cartagena.

El resultado financiero (no operacional) del cuarto trimestre de 2018 presenta un mayor gasto frente al mismo periodo del año anterior, debido al efecto de la devaluación presentada en la tasa de cierre trimestral del peso frente al dólar y la posición neta pasiva en dólares del segmento.



Tabla 25: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de millones (COP)	4T 2018	4T 2017	Cambio \$	Cambio %	2018	2017	Cambio \$	Cambio %
Ingresos por ventas	10,202	8,184	2,018	24.7%	37,011	28,644	8,367	29.2%
Depreciación y Amortización	333	265	68	25.7%	1,249	1,083	166	15.3%
Costos Variables	9,156	6,873	2,283	33.2%	32,443	23,969	8,474	35.4%
Costos Fijos	583	615	(32)	(5.2%)	1,966	1,803	163	9.0%
Costo de Ventas	10,072	7,753	2,319	29.9%	35,658	26,855	8,803	32.8%
Utilidad Bruta	130	431	(301)	(69.8%)	1,353	1,789	(436)	(24.4%)
Gastos Operativos	362	373	(11)	(2.9%)	1,126	1,493	(367)	(24.6%)
Utilidad Operacional	(232)	58	(290)	-500.0%	227	296	(69)	>500%
Ingresos (Gastos) Financieros	(965)	(92)	(873)	948.9%	(1,666)	(783)	(883)	112.8%
Resultado de Participación en Compañías	5	1	4	400.0%	28	15	13	86.7%
Pérdida Antes de Impuesto a las Ganancias	(1,192)	(33)	(1,159)	3,512.1%	(1,411)	(472)	(939)	198.9%
Provisión Impuesto a las Ganancias	968	53	915	1,726.4%	897	(245)	1,142	(466.1%)
Pérdida Neta Consolidada	(224)	20	(244)	(1,220.0%)	(514)	(717)	203	(28.3%)
Interés no Controlante	-	1	(1)	(100.0%)	3	2	1	50.0%
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol antes de impairment	(224)	21	(245)	(1,166.7%)	(511)	(715)	204	(28.5%)
(Gasto) Recuperación por Impairment activos largo plazo	(1,062)	1,077	(2,139)	(198.6%)	(985)	1,068	(2,053)	(192.2%)
Impuesto de renta diferido sobre impairment activos largo plazo	196	(113)	309	(273.5%)	180	(112)	292	(260.7%)
Ganancia (pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	(1,090)	985	(2,075)	(210.7%)	(1,316)	241	(1,557)	(646.1%)
EBITDA	228	423	(195)	(46.1%)	1,961	1,940	21	1.1%
Margen Ebitda	2.2%	5.2%	(3.0%)		5.3%	6.8%	(1.5%)	

5. Resultado de Iniciativas de Eficiencias

Los resultados de la estrategia de Eficiencias en el Grupo Empresarial permitieron incorporar en el cuarto trimestre del año eficiencias de 954 mil millones de pesos. De esta manera, las eficiencias acumuladas durante el 2018 ascienden a 2.7 billones de pesos, superiores en un 6% a las reportadas en 2017. Estos resultados fueron apalancados en la gestión de las distintas áreas de negocio de la Compañía.

Tabla 26: Principales iniciativas de ahorro estructural en 2018

Miles de millones (COP)	4T 2018	4T 2017	2018	2017
Reducción de producciones diferidas por aspectos operativos	(5)	25	248	229
Optimización de los costos de Perforación y Construcción de Facilidades	476	485	1,113	724
Mejora en ingresos de las refinerías	126	137	520	373
Estrategia de Energía - Ventas de excedentes + Optimización de costos	75	20	168	63
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados	(8)	88	55	352
Mejora en la gestión comercial	70	97	195	188
Optimización operativos	42	112	102	231
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream	49	149	139	252
Optimización del costo de caja de refinación	110	12	141	35
Ahorro en áreas de soporte, logística y otras	19	50	52	141
TOTAL	954	1,175	2,732	2,588



6. Inversiones

- En 2018 la inversión acumulada del Grupo Ecopetrol ascendió a USD 2,917 millones, equivalentes a USD 3,004 millones normalizados a la tasa de cambio establecida en el Plan de Inversiones del año⁵. Lo anterior, representa un incremento del 32% en el volumen de inversiones frente a 2017 focalizado en asegurar el crecimiento y la sostenibilidad futura de la Compañía.
- La apreciación de la tasa de cambio, acentuada durante el cuarto trimestre, significó un menor costo en USD, por valor de USD 87 millones, de la actividad ejecutada en COP.
- De la inversión total de 2018, el 81% se concentró en el segmento de exploración y producción, con un crecimiento del 35% frente a 2017. Cabe resaltar que el 59% de los recursos ejecutados fueron destinados a proyectos enfocados en el incremento de reservas y producción de hidrocarburos; y el 11% en estudios de importantes campos del país y el desarrollo de tecnologías de recobro mejorado.
- Pese a los impactos externos, el Grupo Ecopetrol materializó un importante volumen de inversiones gracias a la eficiencia en la gestión y la disciplina de capital, principalmente, mediante ahorros en actividades de perforación, optimización de costos durante el proceso de maduración y la gestión controlada de los riesgos que, en total, representan alrededor del 12% del plan del año.
- Durante el cuarto trimestre ejecutamos inversiones por USD 1,119 millones, un incremento del 42% frente al tercer trimestre de 2018 (USD 789 millones) y del 38% frente del mismo período de 2017 (USD 808 millones). Lo anterior es el resultado de: i) mayores niveles de actividad, ii) implementación de estrategias enfocadas en la maduración e inicio de la ejecución de nuevas iniciativas y iii) recuperación de los retrasos generados por las contingencias sociales y ambientales ocurridas durante el transcurso del año.

Tabla 27: Inversiones realizadas por segmento - Grupo Empresarial Ecopetrol

2018 (Millones USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Part.
Producción	1,966.1	182.5	2,148.6	73.7%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	135.5	135.2	270.7	9.3%
Exploración	76.3	142.8	219.1	7.5%
Transporte	2.5	218.6	221.1	7.6%
Corporativo	56.0	0.9	56.9	2.0%
Total	2,236	680	2,917	100%

Producción: La inversión aumentó en 57% frente al año 2017. La campaña de perforación de Ecopetrol S.A. se concentró en los campos Castilla en sus Etapas 1 y 2, La Cira Infantas y en el Módulo B3 del campo Rubiales. Se destaca la continuación de la construcción de la planta de estabilización de condensados del campo Cupiagua, la cual permitirá maximizar el valor del gas rico producido en el Piedemonte Llanero, así como, la campaña de perforación infill en Chichimene. En las filiales, la inversión se concentró principalmente en Ecopetrol America Inc. y Hocol. Al cierre del año, se perforaron 579 pozos de desarrollo y se realizaron más de 560 workovers capitalizables.

Por otra parte, se invirtieron USD 162 millones en estudios estratégicos para la reducción de la incertidumbre petrotécnica, con la perforación de 26 pozos de estudio en importantes campos como Tibú, Apiay, Área Sur, Caño Sur, Provincia, Llanito y Yariguí; y USD 94 millones en estudios y desarrollo de tecnologías de recobro mejorado.

⁵ Tasa de cambio plan: COP 2.950, Tasa de cambio implícita en ejecución: COP 3.096



Durante el 2018, se maduraron más de 25 iniciativas que iniciaron su etapa de ejecución y que se espera apalanquen la inversión con más de USD 3,000 millones en inversión y 300 pozos a perforar. De lo anterior se destaca el inicio de ejecución de:

- **Akacías:** aprobado en febrero 2018 el Módulo incremental A1 que permitió reactivar el desarrollo del Campo Akacías, quinto activo con mayor petróleo original en el país, y en el cual no se desarrollaban proyectos de inversión desde 2014. Así mismo, en el mes de julio inició la maduración del Módulo A2.
- **Teca-Cocorná:** en septiembre 2018 se aprobó el inicio de ejecución de la primera etapa del proyecto de desarrollo Teca-Cocorná, en asocio con OXY, con una inversión total estimada de USD 1,100 millones. Este será el primer proyecto de inyección continua de vapor que le permitirá a Ecopetrol adquirir la experiencia en la implementación de este tipo de tecnologías y potencialmente expandirlo a otros campos de crudos pesados.
- **Caño Sur:** aprobado el inicio de ejecución de la primera etapa del proyecto de desarrollo integral del Bloque Caño Sur en su Módulo 2, así como la maduración de las etapas 2 y 3. En este proyecto se estiman inversiones por cerca de USD 1,200 millones entre 2019 y 2025.
- **Castilla:** aprobada en noviembre la Etapa 3 del módulo integral Castilla con una inversión total estimada de USD 306 millones entre 2018 y 2020 para la perforación de 54 pozos y sus respectivas facilidades.

Exploración: se realizaron inversiones por USD 219 millones, concentradas principalmente en el despliegue de mayor actividad exploratoria y presencia en bloques internacionales. Se destaca la entrada de Ecopetrol al Pre-sal brasileño en el bloque Pau-Brasil, adjudicado al consorcio conformado por BP Energy (50% - Operador), Ecopetrol (20%) y CNOOC Petroleum (30%), y el bloque Saturno con una participación del 10%⁶ para Ecopetrol en alianza con Shell (45% - Operador) y Chevron (45%). En el Golfo de México se incorporaron cuatro bloques (Green Canyon 404, 405, 448 y 492) como resultado de la participación de Ecopetrol America Inc. en la Ronda GOM - Lease Sale 251.

Adicionalmente, se destaca la participación de Ecopetrol en los pozos Andina-1 y Andina-2, en el Municipio de Tame, Arauca, en asocio con Parex Resources, y las inversiones por parte de Hocol en obras civiles, viabilidad y perforación de los pozos Arrecife-1 y Payero-E1ST.

En línea con lo anterior, la inversión ejecutada en lo corrido del año, se traduce en la finalización de la perforación de 12 pozos exploratorios (Bufalo-1, Pulpo-1, Andina-1, Payero-E1ST, Arrecife, Cosecha C-01, Jaspe-6D, Chipiron Far North 01, Ocelote 500, Ocelote 510, Ocelote 520 y Cira 7000) y 5 pozos delimitadores (Coyote-2, Capachos Sur-2, Rex NE-02-ST1, Andina-2 y Jaspe-7D), así como la adquisición de 61,286 km³ de sísmica 2D y 16,803 km² de sísmica 3D en Colombia, México y Brasil.

Refinación, Petroquímica y Biocombustibles: se ejecutaron actividades de mantenimientos mayores y continuidad operativa de las unidades de cracking UOP II, Servicios Industriales, Unibon, Parafinas y Polietilenos de la refinería de Barrancabermeja, como también mantenimientos de plantas e iniciativas de seguridad de procesos y HSE en la Refinería de Cartagena.

Transporte: actividades de continuidad operativa en los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos de Cenit y sus filiales, así como avances en la construcción del poliducto de la variante Chinchiná-Pereira que abastecerá al occidente del país y mantenimientos en las variantes Ayacucho-Galán y Cartagena-Baranoa.

Durante 2019 se prevé invertir entre USD 3,500 millones y USD 4,000 millones, excluyendo compras inorgánicas. El plan aprobado por la Junta Directiva está dirigido a asegurar la estrategia de crecimiento y consolidación, con una operación eficiente, rentable y segura. Las inversiones se han priorizado con un lente de disciplina de capital y se focalizan en asegurar la sostenibilidad futura de la Compañía mediante el incremento de reservas y producción de hidrocarburos.

⁶ Pendiente de aprobación por parte de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles.



En línea con las prioridades estratégicas del Grupo Empresarial, el plan contempla que el 81% de los recursos se destinaran en los segmentos de exploración y producción. El 2019 será un año de mayor actividad en las diferentes zonas de operación. Se destaca la perforación de más de 700 pozos de desarrollo, de al menos 12 pozos exploratorios en el territorio continental de Colombia, la adquisición de más de 50 mil kilómetros de sísmica, y el desarrollo de 15 pilotos de recobro mejorado.

El 92% del total de las inversiones se destinará a proyectos en Colombia, y el remanente se invertirá en el posicionamiento del Grupo Ecopetrol en cuencas de alta prospectividad en Estados Unidos, México, y Brasil.

Las inversiones en los segmentos de refinación y transporte, equivalentes al 18% del plan, estarán orientadas a asegurar la confiabilidad, la integridad, los estándares de desempeño y la eficiencia de la operación de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, y de toda la red de oleoductos y poliductos. Cabe destacar que para mantener una operación confiable, eficiente y segura en todos los segmentos, las inversiones de integridad y sostenibilidad de la infraestructura petrolera se incrementarán en 15% frente a 2018.

El plan incluye recursos de maduración para avanzar en la incorporación de fuentes de energía renovable, el programa de transformación digital y desarrollo e implementación de tecnologías para optimizar la operación del Grupo en toda la cadena.

II. Responsabilidad Social y Corporativa (Ecopetrol S.A.)

1. Desempeño HSE

Tabla 28: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)⁷

Indicadores HSE*	4T 2018	4T 2017	2018	2017
Índice de Frecuencia de Total de Casos Registrables (No. Casos registrables / millón de horas hombre)	0.71	0.69	0.63	0.69
Incidentes ambientales	4	4	20	15

Hitos relevantes:

En línea con el compromiso de afianzar la seguridad como pilar de nuestras operaciones, se destaca el fortalecimiento del “Modelo de Gestión de Crisis”, incorporando lecciones aprendidas de incidentes y emergencias ocurridos en el 2018. Estamos comprometidos con la disciplina en reporte, análisis y valoración de crisis reales y potenciales, conformación de equipos de manejo específicos para temáticas complejas y el soporte tecnológico para garantizar trabajo colaborativo e información oportuna para toma de decisiones.

Con el objetivo de alinear nuestras prácticas a los estándares mundiales, Ecopetrol S.A. cumplió con los requerimientos de la auditoría anual de recertificación en las normas ISO 14001 y OHSAS 18001, permitiéndole continuar con las certificaciones durante el año 2019.

En el año 2018, se destaca la participación de Ecopetrol S.A en diferentes escenarios de construcción del marco legal regulatorio con el Ministerio de Trabajo y la Comisión Nacional Asesora de Riesgos Industriales y Tecnológicos – CENARIT y la Unidad Nacional de Gestión de Riesgos de Desastres para la definición del Nivel de Riesgo Máximo Tolerable Individual en el marco del Accidente Mayor.

⁷ *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 Empresarial Ecopetrol.

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



2. Medio Ambiente, Responsabilidad Social y Gobierno Corporativo

Inversión Social:

En el cuarto trimestre de 2018 se invirtieron recursos para proyectos de inversión socio ambiental por un valor de COP 23 mil millones, para un acumulado en 2018 de COP 52 mil millones, de los cuales el 98% corresponde a inversión voluntaria. De acuerdo con los pilares de inversión establecidas en la Estrategia de Gestión de Entorno, la inversión acumulada se distribuyó de la siguiente manera: i) cierre de brechas socioeconómicas y paz (COP 39 mil millones), ii) fortalecimiento institucional (COP 8 mil millones), y iii) diversificación y fortalecimiento de las economías regionales (COP 5 mil millones).

En el marco de la Responsabilidad Corporativa y Sostenibilidad, durante 2018 los esfuerzos se enfocaron en el desarrollo de las siguientes actividades:

- Ecopetrol S.A. se adhirió a “La Coalición de Clima y el Aire Limpio (CCAC)”, asociación voluntaria de gobiernos, organizaciones intergubernamentales, empresas, instituciones científicas y organizaciones de la sociedad civil, que busca mejorar la calidad del aire y proteger el clima a través de acciones para reducir los contaminantes climáticos de corta vida tales como metano, carbón negro y gases de efecto invernadero. Con esta adhesión, Ecopetrol S.A. hace parte de las diez petroleras del mundo que han suscrito este compromiso.
- En lo corrido del año hemos enfocado esfuerzos en actividades como la reutilización de agua en nuestras operaciones, alcanzando 85 millones de metros cúbicos de agua. Esto representa un aumento del 21.4% con respecto a lo reutilizado en el 2017, permitiendo optimizar el recurso hídrico requerido.
- Reducción de 1.2 millones de toneladas de CO2 como resultado de la implementación de proyectos de optimización de procesos, aprovechamiento de gas para generación eléctrica o venta y eficiencia energética.
- Ingresos por COP 18 mil millones por la venta de 30.272 toneladas de residuos generados en las diferentes áreas operativas.
- Incorporación de la “Estrategia de Entorno”, como un requisito mínimo en la evaluación de procesos contractuales de las campañas estratégicas de Abastecimiento de Ecopetrol, entre las que se incluyen: i) campaña de contratación de taladros, ii) estrategia de construcción, iii) campaña de transporte de hidrocarburos líquidos, iv) campaña de workover, y v) proyectos de energía solar en el Meta, entre otros.

Actualización Modelo de Gobierno Corporativo

En 2018, Ecopetrol S.A inició el proceso de actualización de los lineamientos estratégicos de Responsabilidad Corporativa, orientado a que ésta se consolide como un componente transversal en el direccionamiento de la estrategia empresarial. Los nuevos lineamientos estratégicos de Responsabilidad Corporativa, cuya implementación está prevista para 2019, se desarrollaron a través de tres ejes de trabajo que se describen a continuación:

- **Integridad Corporativa:** se enfoca en asegurar la coherencia entre los que decimos, prometemos y practicamos como empresa.
- **Derechos Humanos:** busca asegurar la promoción y respeto de los Derechos Humanos, con fundamento en el principio de debida diligencia.
- **Agenda de Desarrollo Sostenible 2030:** busca materializar en los territorios el aporte de la Empresa al cumplimiento de las metas establecidas por Colombia para cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) contenidos en la agenda acordada en el marco de las Naciones Unidas.

Con la actualización del Modelo de Gobierno Corporativo, Ecopetrol busca implementar un modelo que asegure el cumplimiento de la estrategia y un ambiente de control, alineado con los requerimientos de la Junta Directiva y los accionistas.



III. Plan de Negocios 2019-2021

Habiendo alcanzado los hitos operativos y financieros más significativos trazados en nuestro Plan de Negocios 2017 – 2020, y con una compañía fortalecida operativa y financieramente, el Grupo Empresarial Ecopetrol (GEE) se encuentra preparado para nuevos retos. En el nuevo Plan de Negocios 2019 – 2021 las prioridades estratégicas del GEE siguen vigentes: seguiremos enfocados en el crecimiento de reservas y producción apoyado en un estricto criterio de disciplina de capital, y la generación de eficiencias y protección de caja, variables que permitieron entregar a finales de 2018 los mejores resultados financieros del Grupo en los últimos 5 años. Sin embargo, hemos actualizado el Plan hacia adelante buscando maximizar la creación de valor para nuestros accionistas a través del aprovechamiento pleno de nuestra sólida posición incumbente e integrada en Colombia, bajo criterios renovados de sostenibilidad, competitividad y rentabilidad.

Entre las metas operativas y financieras más relevantes del Plan hacia el 2021 están: (i) alcanzar niveles de producción orgánica entre 750-770 kbped, (ii) crecimiento de reservas totales del Grupo Ecopetrol manteniendo el índice de reemplazo de reservas orgánico por encima del 100%, sin considerar efecto precio, (iii) viabilizar la carga óptima del sistema integrado de refinación a un nivel entre 370-400 kbped, (iv) aumentar volúmenes transportados en línea con producción país, (v) invertir entre 12-15 billones de dólares que se reflejen en un nivel de retorno sobre el capital empleado por encima del 11%, a precios del Plan; y, (vi) sostener una robusta posición de caja y un apalancamiento óptimo que preserve el grado de inversión de la compañía. El Plan asume un precio de referencia de US\$65/bl.

El crecimiento de reservas y producción estará apoyado en cuatro palancas: el aumento sostenido del aceite original y el programa de incremento de factor de recobro en campos actuales, la diversificación del portafolio exploratorio en Colombia, la internacionalización de nuestras operaciones, que comprende negocios orgánicos e inorgánicos, y el desarrollo del potencial de los hidrocarburos no convencionales.

Frente a nuestra estrategia en campos actuales, se estima que al 2021 el volumen de aceite original de Ecopetrol S.A (Original Oil in Place por sus siglas en inglés OOIP) asociado a nuestros activos en Colombia estaría en 60 mil millones de barriles frente a 55 mil millones de barriles que se tienen hoy en día. Este resultado, récord histórico de los campos de Ecopetrol en Colombia, que presentan volúmenes mayores a los inicialmente estimados, es consecuencia del reprocesamiento sísmico, re- estudio de yacimientos y perforación de pozos de avanzada, entre otros. Adicionalmente, el programa de recobro mejorado continuará apalancando los excelentes resultados del Grupo en términos de crecimiento de reservas y producción. A través del desarrollo del potencial actual y el programa de recobro se espera que el factor de recobro pase de 19% actual a 21% al 2021, teniendo como base los volúmenes de aceite de Ecopetrol (55 mil millones de barriles de OOIP) y la producción, ambos al cierre del 2018.

El crecimiento del portafolio exploratorio en Colombia priorizará la incorporación de recursos de ciclo corto a través del fortalecimiento de la actividad de Near Field Exploration, la ampliación de la presencia del Grupo en cuencas subexploradas de alto potencial, tales como Putumayo y el Piedemonte, y el desarrollo y viabilización del potencial en el Caribe Offshore.

Por otra parte, la palanca de internacionalización busca desarrollar y explotar eficientemente el potencial de la posición creada en los últimos años en Brasil, US GoM y México. También considera la búsqueda activa de oportunidades de adquisición de activos en esas geografías bajo un criterio estricto de generación de valor.

Por último, la palanca de hidrocarburos no convencionales refleja la oportunidad material de crecimiento de reservas que tiene Colombia, con un potencial identificado hasta ahora en 2 de 8 cuencas de aproximadamente 10 tera pies cúbicos de gas y entre 4 y 7 billones de barriles de crudo. Ecopetrol ha destinado US\$ 500 millones en el periodo 2019-2021 para el desarrollo de pilotos, cuya realización está sujeta a las decisiones del Gobierno en esa materia y que, de ser exitosos, permitirían avanzar a una fase de expansión comercial después del 2022. En paralelo se están explorando oportunidades de no convencionales en las cuencas más prolíficas de Estados Unidos, que puedan permitir apalancar el conocimiento del Grupo Empresarial en este campo.

El desarrollo de esta estrategia habilitaría una producción del GEE al 2021 de entre 750-770 kbped, con un índice de reposición de reservas, sin incluir el efecto precio, del 100%, excluyendo el impacto de eventuales adquisiciones o desinversiones.



La sostenibilidad y crecimiento de la compañía también se apalancan en el concepto de integración de los diferentes segmentos. Se espera que el segmento del Midstream continúe siendo un importante generador de caja, con niveles de margen Ebitda estimados entre el 75%-80%. El plan 2019-2021 se enfocará en mejorar la eficiencia y las sinergias en el sistema de transporte, así como en la captura de oportunidades de inversión en poliductos asociadas al aumento de la demanda de combustibles en Colombia, para las cuales se estiman inversiones del orden de US\$ 300 millones. Se proyecta que los sistemas de transporte movilizarán entre 1.10-1.25 millones de barriles por día de crudo y productos para el periodo de análisis.

El segmento del Downstream se concentrará en este horizonte de tiempo en el aprovechamiento y optimización de la infraestructura actual, con una carga de refinación esperada entre 370-400 kbpd, y en el incremento del margen bruto, que se proyecta oscile entre 12-15 US\$/bl. Lo anterior, gracias principalmente a la materialización de sinergias entre las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, y la captura de oportunidades de mercado asociadas a la regulación IMO (International Maritime Organization por sus siglas en inglés), la cual propende por el uso de combustibles con menor contenido de azufre en el transporte marítimo.

En la senda de producir combustibles más limpios para el país, en el periodo 2019-2021 se espera entregar diesel de 20ppm versus la normativa de 50 ppm y gasolina con 100 ppm de azufre versus la normativa de 300 ppm. En este periodo también se contempla madurar opciones de inversión para aumentar la capacidad de producción y/o conversión en las refinerías, en línea con las oportunidades que crea el aumento proyectado en la demanda interna.

El desarrollo del plan se apalanca en 6 habilitadores que mejorarán la competitividad y sostenibilidad integral de la Compañía: (i) transformación comercial, (ii) desarrollo del mercado de gas natural, (iii) transformación digital y tecnológica, (iv) mayores eficiencias, (v) ESG (Environment, Social and Governance por sus siglas en inglés), y (vi) transición energética.

La transformación de la función comercial buscará capturar valor en toda la cadena logística y evolucionar hacia el trading soportado en activos fijos (asset-back trading). A partir de esta transformación se espera poder generar ingresos adicionales de más de US\$ 400 millones entre 2019 y 2021.

Se anticipa que la demanda a mediano plazo de gas natural en Colombia seguirá creciendo, eventualmente excediendo la oferta existente a nivel local. En este contexto, Ecopetrol continúa con la maduración técnica y comercial necesaria para el desarrollo y puesta en producción de los recursos de gas del Caribe colombiano a mediano plazo, así como la búsqueda de potenciales socios estratégicos. También se abren oportunidades para desarrollar nuevas opciones de comercialización y trading de gas.

A partir de las nuevas tecnologías, Ecopetrol iniciará una Transformación Digital de sus operaciones y procesos. La aplicación de inteligencia artificial y analítica avanzada para optimizar los procesos productivos, los activos inteligentes auto-regulados y la automatización y digitalización de actividades, entre otras, contribuirán a este proceso. Este frente tiene el potencial de generar beneficios entre US\$ 240 y 400 millones entre 2019 y 2021.

Después del éxito del programa de Transformación que iniciamos en 2015, que a la fecha acumula casi US\$3.300 millones en eficiencias, buscamos consolidar la cultura de optimización constante de costos e inversiones. Se espera capturar ahorros para el periodo de US\$1,450-2,000 millones. Esta nueva ola de eficiencias se concentra principalmente en: (i) eficiencias de capex, (ii) optimización de ingresos y márgenes, y (iii) eficiencias en opex.

En materia de sostenibilidad, el Grupo Empresarial busca ser referente por las contribuciones e impactos positivos que genera en el largo plazo. Para ello, la estrategia de ESG apunta a la gestión integral del agua, la protección de la biodiversidad, el cambio climático y la economía circular, todo ello en el marco de los Objetivos de Desarrollo Sostenible Agenda 2030 acordada en la ONU, el respeto a los Derechos Humanos y la integridad corporativa. La inversión socio-ambiental entre 2019 y 2022 se estima en COP\$ 2 billones, de la cual aproximadamente el 25% se podría ejecutar bajo el mecanismo de obras por impuestos.

En preparación para la transición energética, el GEE propone un uso eficiente de la energía, que permitiría reducir el costo de la energía del GEE en US\$ 100 millones al 2021, incrementar en 120 MW la autogeneración con gas natural, e incorporar 60 MW de energía renovable fotovoltaica a la matriz energética de Ecopetrol, que ya cuenta con 43 MW de generación con biomasa.



La ejecución del plan de negocio requerirá de inversiones entre US\$12-15 billones durante el horizonte 2019-2021, de las cuales aproximadamente el 82% se destinaría al Upstream, 8% al Midstream, 7% al Downstream y 3% a otros proyectos corporativos. Estas inversiones excluyen actividades de crecimiento inorgánico, que podrán financiarse con la generación operativa de la compañía.

Se espera que el crecimiento rentable y las mayores eficiencias en costos le permitan al GEE generar una sólida posición de caja de US\$12 billones al final del periodo que aporte flexibilidad para el crecimiento ante diferentes ciclos de precios. A un precio Brent de US\$65/BI, el ROACE del Grupo se mantendría en niveles mayores al 11%, apalancado en una sólida generación de EBITDA y la eficiencia de la inversión en medio de una estricta disciplina de capital.

El plan no requiere endeudamiento adicional y busca mantener unas métricas de apalancamiento que propendan porque la compañía mantenga su grado de inversión y sea competitivo frente a pares en la industria. En línea con lo anterior, y dando flexibilidad para optimizaciones puntuales de la estructura de capital durante el periodo, esperamos mantener una relación de deuda bruta a EBITDA que oscile entre 1.0-1.5 veces.

En la ejecución de este Plan, Ecopetrol continúa comprometida con una operación segura, con la protección del medio ambiente y de las comunidades de las zonas en las cuales opera, y con la satisfacción de sus colaboradores, condiciones que le permitirán generar un espacio de prosperidad compartida y diálogo constructivo con todos sus grupos de interés.



IV. Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del cuarto trimestre del año 2018:

Español

Febrero 27, 2019

8:00 a.m. Bogotá

8:00 a.m. Nueva York

Inglés

Febrero 27, 2019

9:30 a.m. Bogotá

9:30 a.m. Nueva York

La transmisión en Internet estará disponible en la página web de Ecopetrol: www.ecopetrol.com.co

La presentación vía webcast estará disponible en los siguientes links:

<https://event.on24.com/wcc/r/1924686/928EF2CE66DEBDD1250790C13C879910> (Español)

<https://event.on24.com/wcc/r/1924706/1798AABC0B837E7ECCF526D3E9B5613A> (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.

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.

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales

María Catalina Escobar

Teléfono: +571-234-5190 - Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)

Jorge Mauricio Tellez

Teléfono: + 571-234-4329 - Correo electrónico: mauricio.tellez@ecopetrol.com.co



Anexos Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Ganancias o Pérdidas– Grupo Empresarial Ecopetrol

Miles de millones (COP)	4T 2018	4T 2017	2018	2017
Ingresos				
Nacionales	8,645	7,902	33,023	28,236
Exterior	9,669	7,461	34,797	26,974
Total Ingresos	18,314	15,363	67,820	55,210
Costo de Ventas				
Depreciación, amortización y agotamiento	1,881	1,810	7,605	8,117
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,190	1,186	5,050	5,750
Depreciación fijo	691	624	2,555	2,367
Costos Variables:	7,413	5,500	24,773	20,803
Productos importados	3,643	2,591	11,810	11,637
Compras nacionales	2,550	2,142	10,121	7,067
Servicios de transporte de hidrocarburos	134	100	697	666
Variación de inventarios y otros	1,086	667	2,145	1,433
Costos Fijos:	2,648	2,435	8,792	7,973
Servicios contratados	872	728	2,837	2,422
Mantenimiento	758	551	2,261	2,039
Costos laborales	590	488	2,106	1,815
Otros	428	668	1,588	1,697
Total Costo de Ventas	11,942	9,745	41,170	36,893
Utilidad Bruta	6,372	5,618	26,650	18,317
Gastos Operacionales	1,382	1,402	4,592	4,185
Gastos de administración	1,189	489	3,205	2,843
Gastos de exploración y proyectos	193	913	1,387	1,342
Utilidad Operacional	4,990	4,216	22,058	14,132
Resultado Financiero, Neto	(301)	(538)	(2,011)	(2,501)
Diferencia en cambio, neto	241	156	372	6
Intereses, neto	(568)	(538)	(2,017)	(1,980)
Ingresos (Gastos) financieros	26	(156)	(366)	(527)
Resultados de Participación en Compañías	(84)	(25)	155	33
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	4,605	3,653	20,202	11,664
Provisión Impuesto a las ganancias	(1,296)	(1,382)	(7,415)	(5,595)
Ganancia Neta Consolidada	3,309	2,271	12,787	6,069
Interés no controlante	(296)	(196)	(977)	(782)
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol antes de impairment	3,013	2,075	11,810	5,287
(Gasto) recuperación por Impairment activos largo plazo	(496)	1,399	(347)	1,373
Impuesto de renta diferido sobre impairment	130	(47)	93	(40)
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	2,647	3,427	11,556	6,620
EBITDA	7,042	5,778	30,798	23,075
Margen Ebitda	38.5%	37.6%	45.4%	41.8%



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

Miles de millones (COP)	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6,312	7,946	(20.6%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	8,194	6,099	34.3%
Inventarios	5,100	4,601	10.8%
Activos por impuestos corrientes	1,031	625	65.0%
Otros activos financieros	5,321	2,968	79.3%
Otros activos	1,022	881	16.0%
	26,980	23,120	16.7%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	51	104	(51.0%)
Activos corrientes	27,031	23,224	16.4%
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,844	1,330	38.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	756	777	(2.7%)
Propiedades, planta y equipo	62,770	61,360	2.3%
Recursos naturales y del medio ambiente	23,075	21,308	8.3%
Intangibles	411	380	8.2%
Activos por impuestos diferidos	5,747	5,346	7.5%
Otros activos financieros	2,827	3,566	(20.7%)
Otros activos	1,780	1,602	11.1%
Total Activos No Corrientes	99,210	95,669	3.7%
Total Activos	126,241	118,893	6.2%
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	4,020	5,145	(21.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8,946	6,968	28.4%
Provisiones por beneficios a empleados	1,817	1,830	(0.7%)
Pasivos por impuestos corrientes	1,751	2,006	(12.7%)
Provisiones y contingencias	814	559	45.6%
Otros pasivos	477	339	40.7%
Total Pasivos Corrientes	17,825	16,847	5.8%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	34,043	38,403	(11.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	31	29	6.9%
Provisiones por beneficios a empleados	6,790	6,502	4.4%
Pasivos por impuestos diferidos	738	813	(9.2%)
Provisiones y contingencias	6,940	5,979	16.1%
Otros pasivos	570	539	5.8%
Total Pasivos No Corrientes	49,112	52,265	(6.0%)
Total Pasivos	66,937	69,112	(3.1%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	57,214	47,899	19.4%
Interes no controlante	2,090	1,882	11.1%
Total Patrimonio	59,304	49,781	19.1%
Total Pasivos y Patrimonio	126,241	118,893	6.2%



Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Empresarial Ecopetrol

Miles de millones (COP)	4T 2018	4T 2017	2018	2017
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación:				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	2,647	3,427	11,556	6,620
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Participación de accionistas no controlantes	296	196	977	782
Cargo por impuesto a las ganancias	1,166	1,429	7,322	5,635
Depreciación, agotamiento y amortización	1,912	1,837	7,690	8,267
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	(241)	(156)	(372)	(6)
Costo financiero reconocido en resultados	742	843	3,068	3,139
Pozos secos	26	624	899	898
(Utilidad) pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	23	(23)	(1)	27
Impairment de activos de corto y largo plazo	621	(1,367)	483	(1,342)
Ganancia por valoración de activos financieros	(38)	4	(93)	(105)
Ganancia en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	-	(451)	12	(451)
Ganancia por venta de activos	(1)	(4)	-	(180)
Ganancia en resultados de compañías asociadas y negocios conjuntos	84	25	(155)	(33)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	270	168	656	583
Otros conceptos menores	42	14	35	14
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(882)	(116)	(3,035)	(2,657)
Impuesto de renta pagado	(2,143)	(97)	(6,650)	(4,217)
Efectivo Neto Generado por las Actividades de Operación	4,524	6,353	22,392	16,974
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión:				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,377)	(954)	(3,303)	(2,363)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,939)	(1,352)	(5,052)	(3,568)
Adquisiciones de intangibles	(32)	(15)	(106)	(176)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	-	35	-	216
Venta (Compra) de otros activos financieros	3,532	(1,569)	(844)	565
Intereses recibidos	137	109	384	406
Dividendos recibidos	55	1	109	270
Ingresos por venta de activos	126	197	171	266
Efectivo Neto (usado) provisto en Actividades de Inversión	502	(3,548)	(8,641)	(4,384)
Flujo de Efectivo en Actividades de Financiación:				
Captaciones (pagos) de préstamos	(5,265)	(1,901)	(8,752)	(8,562)
Pago de intereses	(843)	(642)	(2,611)	(2,697)
Dividendos pagados	(141)	(200)	(4,428)	(1,505)
Efectivo Neto usado en Actividades de Financiación	(6,249)	(2,743)	(15,791)	(12,764)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	416	31	406	(290)
(Disminución) en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	(807)	93	(1,634)	(464)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	7,119	7,853	7,946	8,410
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	6,312	7,946	6,312	7,946

Tabla 4: Conciliación del EBITDA Grupo Empresarial

Miles de millones (COP)	4T 2018	4T 2017	2018	2017
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA				
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,647	3,427	11,556	6,620
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,912	1,837	7,690	8,267
+/- Impairment de activos a largo plazo	496	(1,399)	347	(1,373)
+/- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	-	(451)	12	(451)
+/- Resultado financiero, neto	301	538	2,011	2,501
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,166	1,429	7,322	5,635
+ Otros Impuestos	224	201	883	1,094
+/- Interes no controlante	296	196	977	782
EBITDA Consolidado	7,042	5,778	30,798	23,075



Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (4T 2018)

Miles de millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Consolidado
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA				
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,781	(1,090)	956	2,647
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,257	354	301	1,912
+/- Impairment activos a largo plazo	(736)	1,062	170	496
- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	-	-	-	-
+/- Resultado financiero, neto	(590)	965	(74)	301
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,706	(1,164)	624	1,166
+ Otros impuestos	107	101	16	224
+/- Interes no controlante	(18)	-	314	296
EBITDA Consolidado	4,507	228	2,307	7,042

V. Anexos: Resultados de Ecopetrol S.A

A continuación se presentan los Estados de Resultados y Estados de Situación Financiera de Ecopetrol S.A.

Tabla 6: Estado de Resultados

Miles de millones (COP)	4T 2018	4T 2017	2018	2017
Ventas totales	15,711	13,549	60,026	46,490
Costos variables	8,508	7,015	31,618	25,685
Costos fijos	3,074	2,871	10,665	9,783
Costo de ventas	11,582	9,886	42,283	35,468
Utilidad bruta	4,129	3,663	17,743	11,022
Gastos operativos	901	937	2,235	2,482
Utilidad operacional	3,228	2,726	15,508	8,540
Ingresos (gastos) financieros	(311)	(367)	(1,706)	(1,753)
Participación en resultados de compañías	471	2,276	2,407	3,061
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	3,388	4,635	16,209	9,848
Impuesto a las ganancias	(1,201)	(881)	(5,163)	(2,901)
Ganancia Neta (antes de impairment)	2,187	3,754	11,046	6,947
(Gasto) recuperación Impairment activos largo plazo	573	(516)	645	(516)
Impuesto de renta diferido sobre impairment	(113)	189	(135)	189
Ganancia Neta	2,647	3,427	11,556	6,620
EBITDA	4,534	4,004	21,239	14,761
Margen EBITDA	28.9%	29.6%	35.4%	31.8%



Tabla 7: Estado de Situación Financiera - Balance General

Miles de millones (COP)	Diciembre 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,259	4,357	(48.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7,642	6,158	24.1%
Inventarios	3,459	3,232	7.0%
Activos por impuestos corrientes	827	399	107.3%
Otros activos financieros	6,611	5,196	27.2%
Otros activos	840	777	8.1%
	21,638	20,119	7.6%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	24	23	4.3%
Activos corrientes	21,662	20,142	7.5%
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	45,142	42,710	5.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	576	698	(17.5%)
Propiedades, planta y equipo	21,041	19,961	5.4%
Recursos naturales y del medio ambiente	19,384	17,080	13.5%
Intangibles	250	242	3.3%
Activos por impuestos diferidos	2,309	2,856	(19.2%)
Otros activos financieros	2,402	3,054	(21.3%)
Otros activos no corrientes	996	806	23.6%
Total Activos No Corrientes	92,100	87,407	5.4%
Total Activos	113,762	107,549	5.8%
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	2,588	4,296	(39.8%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	7,683	6,178	24.4%
Provisiones por beneficios a empleados	1,761	1,788	(1.5%)
Pasivos por impuestos corrientes	517	540	(4.3%)
Provisiones y contingencias	744	343	116.9%
Otros pasivos corrientes	282	202	39.6%
Total Pasivos Corrientes	13,575	13,347	1.7%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	30,706	34,844	(11.9%)
Provisiones por beneficios a empleados	6,790	6,502	4.4%
Pasivos por impuestos diferidos	144	148	(2.7%)
Provisiones y contingencias	5,314	4,795	10.8%
Otros pasivos no corrientes	19	14	35.7%
Total Pasivos No Corrientes	42,973	46,303	(7.2%)
Total Pasivos	56,548	59,650	(5.2%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	57,214	47,899	19.4%
Total Patrimonio	57,214	47,899	19.4%
Total Pasivos y Patrimonio	113,762	107,549	5.8%