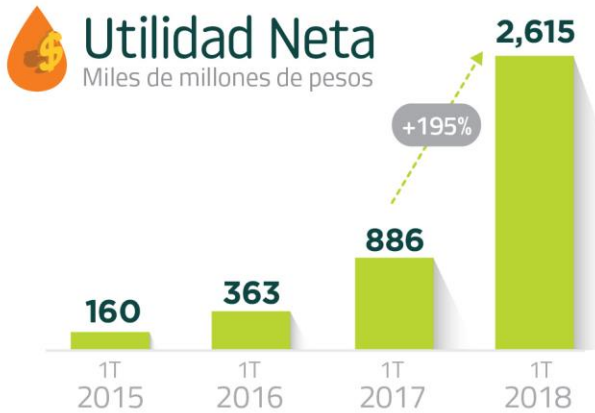
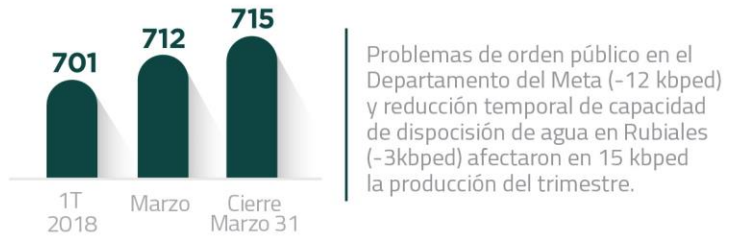


Resultados primer trimestre 2018

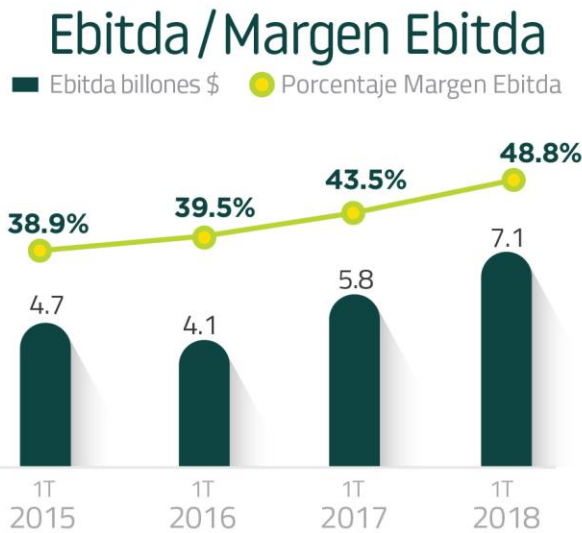
El Grupo Empresarial Ecopetrol obtuvo el mejor resultado financiero trimestral de los últimos cuatro años.



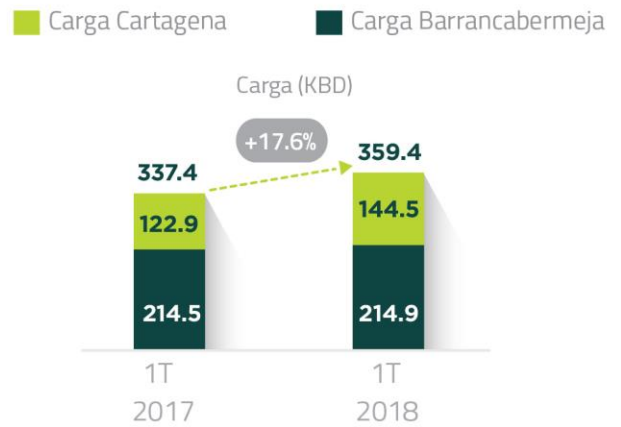
Comprometidos con la meta de producción 715 -725 kbped



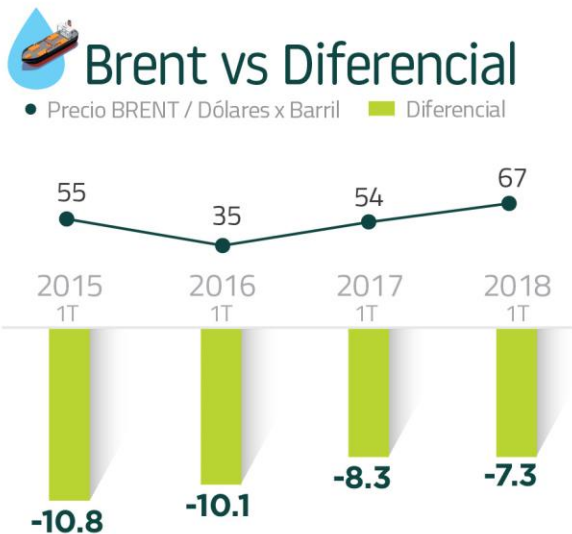
kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día



Refinación un segmento consolidado



KBD: Miles de Barriles por Día



Exploración

- Finalizó perforación de los Pozos Jaspe-6D (éxito exploratorio) y Búfalo-1 (en evaluación).

Transporte

- Entrada en operación del sistema San Fernando - Monterrey.
- 12 ciclos de reversión de Bicentenario.





Los resultados financieros del primer trimestre de 2018 fueron los mejores de los últimos cuatro años. Se destaca el EBITDA de 7.1 billones de pesos y un margen EBITDA de 49%. Por su parte, la utilidad neta ascendió a 2.6 billones de pesos, con un margen neto del 18%. Continuamos con una sólida posición de caja de 16.6 billones de pesos y un indicador Deuda Bruta / Ebitda de 1.7 veces, lo cual refleja: i) mayor eficiencia y reducción de costos a través del plan de transformación, ii) disciplina de capital, iii) estabilización de la Refinería de Cartagena y iv) mejores precios de crudo y márgenes frente al Brent.

Nuestra estrategia comercial continúa arrojando buenos resultados. Logramos mantener el diferencial de la canasta de venta de crudo en niveles cercanos a los de 2017, incluso con el incremento de precio del crudo. En el primer trimestre el diferencial fue de -7.3 dólares por barril, una mejora del 12% frente al diferencial observado en el primer trimestre del año anterior.

Durante el trimestre tuvimos un entorno favorable de precios que hemos sabido aprovechar. El precio del crudo Brent tuvo un incremento del 23% frente al mismo periodo del año anterior. Pasó de 54.6 dólares por barril a 67.2 dólares por barril en promedio.

La producción promedio del trimestre ascendió a 701 mil barriles de petróleo equivalente por día, afectada por un retador entorno de orden público. Durante febrero, algunas comunidades del departamento del Meta bloquearon vías y atentaron contra la infraestructura petrolera, ocasionando un cierre temporal de los campos Castilla, Chichimene y CPO9.

Este hecho tuvo un impacto estimado de 12 mil barriles de petróleo equivalente por día para el trimestre (3 mil barriles de petróleo equivalente por día en el promedio del año). Es importante destacar que logramos restablecer las operaciones cumpliendo los protocolos de seguridad y medio ambiente.

En el mes de marzo recuperamos la senda de producción, con 712 mil barriles de petróleo equivalente por día, y con un registro de 715 mil barriles de petróleo equivalente por día para el cierre de dicho mes.

Incluso con las afectaciones del primer trimestre, mantenemos la meta de producción entre 715 y 725 mil barriles de petróleo equivalente por día.

“Mantenemos la meta de producción del año en un rango entre 715 y 725 mil barriles de petróleo equivalente por día”



Felipe Bayón Pardo
Presidente Ecopetrol S.A.

Nuestros resultados operativos permanecen sólidos. En la campaña exploratoria realizamos la perforación de dos pozos durante el trimestre. El pozo Búfalo-1, ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se encuentra en evaluación, mientras que el pozo Jaspe-6D, ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, fue declarado exitoso.

Por su parte, en el segmento de transporte entró en operación el sistema San Fernando-Monterrey. Este nuevo sistema es clave para la estrategia de evacuación de crudo extrapesado. Adicionalmente, se realizaron pruebas parciales de transporte de crudo de hasta 700 centistokes (cst – medida de viscosidad) en algunos de nuestros sistemas de oleoductos, encaminadas a lograr mayores eficiencias en dilución.

La estrategia de reversión en el Oleoducto Bicentenario, implementada desde 2017, permitió reducir el impacto de los ataques al Oleoducto Caño Limón – Coveñas y mantener el flujo de operaciones del campo Caño Limón y otros campos aledaños. Durante el primer trimestre de 2018, el sistema Caño Limón - Coveñas estuvo en operación 9 días, situación que impulsó la realización de 12 ciclos de reversión.

En el segmento de Refinación tuvimos una operación estable en nuestro sistema de



refinerías con una carga total cercana a los 360 mil barriles por día.

La Refinería de Cartagena logró una carga promedio de 144 mil barriles por día durante el trimestre, superando la carga promedio de 2017 (136 mil barriles por día). El margen bruto de refinación promedio ascendió a 11.5 USD/BI, lo que representa un incremento del 69% respecto al mismo período del año anterior (6.8 USD/BI).

Como resultado de la operación estable de la refinería, llevamos 7 meses consecutivos con margen bruto de 2 dígitos, así mismo, durante el trimestre la refinería uso en su dieta de crudos un 71% de crudos nacionales demostrando la consolidación del proceso de optimización de la dieta de crudos y costos de la operación.

Cumplimos un hito en la industria de refinación del país:

“Logramos la mayor carga histórica de la Refinería de Cartagena, con un promedio de 160 mil barriles por día en el mes de marzo”

Entre el 14 y el 22 de marzo se realizaron pruebas específicas en las que se logró una carga de 165 mil barriles por día en dicho periodo. Estas pruebas son un buen indicio de oportunidades para continuar consolidando el proceso de optimización.

En la refinería de Barrancabermeja se observó una carga estable en el primer trimestre frente al mismo periodo del año anterior, alcanzando un promedio de 215 mil barriles por día. El margen de refinación promedio se ubicó en 11.8 USD/BI, impactado principalmente por menores diferenciales en el precio de gasolina y fuel oil, en línea con el comportamiento de los mercados internacionales.

En marzo de 2018 se produjo de manera inesperada una filtración de agua y restos de crudo cerca del pozo Lizama-158, ubicado en el municipio de Barrancabermeja, corregimiento de La Fortuna. Se estima que entre el 12 y el 15 de

marzo, 550 barriles de crudo, mezclados con barro y agua de lluvia, llegaron a la quebrada La Lizama y Caño Muerto. Ecopetrol activó su plan de contingencia para contener el derrame y resolver de forma definitiva esta situación según sus protocolos de manejo de riesgo y HSE. A partir del 30 de marzo el fluido del pozo Lisama-158 fue controlado y se procedió a la instalación de un equipo especializado, la “Snubbing Unit” para tomar registros y determinar la manera óptima para cerrar el pozo en forma definitiva y segura.

Nuestra prioridad y compromiso ha sido siempre operar de manera segura con las personas y el medio ambiente. Ante este desafortunado incidente, estamos comprometidos con esta región del país y seguiremos trabajando de la mano de las comunidades y las autoridades para restablecer las condiciones ambientales y sociales en el menor tiempo posible, y determinar las causas de la filtración.

El 19 de abril Ecopetrol publicó ante la Securities and Exchange Commission (SEC) el informe anual 20-F correspondiente al año fiscal 2017. Con la publicación del 20-F se demuestra el compromiso con los más altos estándares de gobierno corporativo y transparencia.

Ecopetrol continúa destacándose en rentabilidad y está comprometida con el crecimiento de la Compañía y el desarrollo del país. La prioridad del Grupo Ecopetrol continuará siendo la excelencia operacional, el compromiso con la ética y la transparencia, la seguridad como pilar de sus operaciones, el cuidado del medio ambiente y las comunidades donde opera, siempre buscando prosperidad compartida.

Estamos enfocados en el crecimiento de las reservas, la producción rentable y la excelencia operacional para entregar resultados sobresalientes en beneficio de los accionistas, la sostenibilidad de la compañía y el país.

Felipe Bayón Pardo
Presidente Ecopetrol S.A



Bogotá, mayo 3 de 2018. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el primer trimestre de 2018, preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

**TABLA 1:
RESULTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS -
GRUPO EMPRESARIAL ECOPETROL**

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	1T 2018	1T 2017	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales	14,642	13,371	1,271	9.5%
Utilidad Operacional	5,180	3,299	1,881	57.0%
Ganancia Neta Consolidada	2,817	1,073	1,744	162.5%
Interés No Controlado	(202)	(187)	(15)	8.0%
Ganancia atribuible a los accionistas Ecopetrol	2,615	886	1,729	195.1%
EBITDA	7,149	5,813	1,336	23.0%
Margen EBITDA	48.8%	43.5%		

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

I. Resultados Financieros y Operativos Grupo Empresarial Ecopetrol

Durante el primer trimestre de 2018 el Grupo Empresarial Ecopetrol obtuvo el mejor resultado financiero trimestral de los últimos cuatro años, con una utilidad de COP 2.6 billones, Ebitda de COP 7.1 billones y un margen Ebitda de 48.8%. Estos resultados fueron alcanzados incluso con una menor producción como resultado de un retador entorno de orden público que afectó la producción promedio del trimestre.

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

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	1T 2018	1T 2017	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	7,570	6,731	839	12.5%
Ventas al Exterior	7,072	6,640	432	6.5%
Ventas Totales	14,642	13,371	1,271	9.5%
Depreciación y Amortización	1,771	2,022	(251)	(12.4%)
Costos Variables	5,200	5,401	(201)	(3.7%)
Costos Fijos	1,875	1,723	152	8.8%
Costo de Ventas	8,846	9,146	(300)	(3.3%)
Utilidad Bruta	5,796	4,225	1,571	37.2%
Gastos Operativos	616	926	(310)	(33.5%)
Utilidad Operacional	5,180	3,299	1,881	57.0%
Ingresos (Gastos) Financieros	(568)	(1,019)	451	(44.3%)
Participación en Resultados de Compañías	85	31	54	174.2%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	4,697	2,311	2,386	103.2%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,880)	(1,238)	(642)	51.9%
Ganancia Neta Consolidada	2,817	1,073	1,744	162.5%
Interés no Controlante	(202)	(187)	(15)	8.0%
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	2,615	886	1,729	195.1%
EBITDA	7,149	5,813	1,336	23.0%
Margen EBITDA	48.8%	43.5%		

Nota: Algunas cifras del 1T2017 fueron reclasificadas para efectos comparativos



1. Ingresos por ventas

El aumento de los ingresos por ventas en el primer trimestre versus el mismo periodo de 2017 se presenta como resultado combinado de:

- Mayor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos +USD 12/bl (+COP 2.58 billones), principalmente por la mejora en el diferencial de crudos de exportación y el comportamiento de los precios de referencia del crudo Brent (USD 67/bl en 1T18 vs USD 55/bl en 1T17).
- Disminución en la tasa de cambio promedio de los ingresos recibidos, que pasó de COP 2,873/USD (1T 2017) a COP 2,842/USD (1T 2018), impactando negativamente los ingresos totales (-COP 339 mil millones).
- Menor volumen de ventas (-COP 879 mil millones).
- Menor ingreso por servicios (-COP 90 mil millones).

Tabla 3: Ventas Volumétricas - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
Volumen de Venta Local - kbped	1T 2018	1T 2017	Cambio %
Crudo	7.3	12.4	(41.1%)
Gas Natural	71.0	76.4	(7.1%)
Gasolinas	113.0	109.2	3.5%
Destilados Medios	148.1	146.3	1.2%
GLP y Propano	17.1	18.1	(5.5%)
Combustóleo	9.1	8.4	8.3%
Industriales y Petroquímicos	20.4	19.6	4.1%
Total Venta Local	386.0	390.4	(1.1%)
Volumen de Exportación - kbped	1T 2018	1T 2017	Cambio %
Crudo	366.6	439.8	(16.6%)
Productos	97.2	112.5	(13.6%)
Gas Natural	1.8	1.5	20.0%
Total Venta de Exportación	465.6	553.8	(15.9%)
Total Volumen Vendido	851.6	944.2	(9.8%)

Nota: Algunas cifras del 1T2017 fueron reclasificadas para efectos comparativos

Durante el primer trimestre de 2018 el volumen vendido ascendió a 852 kbped, un 9.8% menor que el mismo periodo de 2017. Dicha reducción se debe principalmente a una menor disponibilidad de crudo ocasionada por los problemas de orden público que obligaron al cierre temporal de campos en la zona de los Llanos Orientales, y a una menor demanda de gas natural.

Mercado en Colombia (45% de las ventas): Disminución del 1.1% de las ventas versus el primer trimestre del año 2017 debido principalmente a:

- Menores ventas nacionales de crudo por envío de éste a la Refinería de Cartagena y al mercado internacional para mejor realización.
- Mayores ventas de diésel por mayor consumo del sector minero y reactivación de la demanda del sector de transporte.
- Mayores ventas de gasolina por recuperación de inventarios de clientes mayoristas y mayor abastecimiento con producción nacional en zonas limítrofes por cierres de la frontera con Venezuela.
- Menores ventas de gas natural por menor demanda térmica y menores entregas al sector industrial por contingencias operativas en los gasoductos Ballena-Barranca y Gibraltar-Bucaramanga.

Mercado internacional (55% de las ventas): Disminución del 15.9% frente al primer trimestre de 2017. La variación se debe principalmente a:

- Menores exportaciones de productos:



- a) Menores exportaciones de diésel y gasolina debido a estrategia comercial enfocada en destinar más volúmenes al mercado doméstico con el fin de obtener mejores precios y sustituir importaciones por producción de la Refinería de Cartagena.
- b) Menores exportaciones de fuel oil por reducción de producción en la refinería de Barrancabermeja por mejor realización de las corrientes alternativas procesadas.
- Menores exportaciones de crudo por suministro del mismo a la Refinería de Cartagena y menor producción debido a problemas de orden público.

Tabla 4: Destinos de Exportación - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
Crudos (kbped)	1T 2018	1T 2017	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	138.9	115.8	37.9%
Asia	115.6	101.4	31.5%
América Central / Caribe	65.5	62.3	17.9%
Costa Oeste EE.UU.	23.0	62.6	6.3%
Otros	12.7	34.0	3.5%
Costa Este EE.UU.	5.5	42.8	1.5%
América del Sur	5.4	0.0	1.5%
Europa	0.0	20.9	0.0%
Total	366.6	439.8	100.0%
Productos (kbped)	1T 2018	1T 2017	% Part.
Costa Este EE.UU.	27.2	14.2	27.9%
América Central / Caribe	24.2	43.2	24.9%
Asia	23.3	20.4	24.0%
Costa del Golfo EE.UU.	9.0	10.7	9.3%
América del Sur	8.8	16.2	9.0%
Costa Oeste EE.UU.	3.3	0.0	3.4%
Europa	1.4	6.9	1.5%
Otros	0.0	1.0	0.0%
Total	97.2	112.6	100.0%

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: Durante el primer trimestre de 2018, la Costa del Golfo de EEUU fue el principal destino de exportación de crudos gracias a mayores oportunidades de venta a refinadores en la zona, ante la incertidumbre en el suministro de crudos pesados por parte de competidores. Asia fue el segundo mayor destino de exportación con un incremento del 8% en su participación relativa frente al mismo período de 2017, explicado por mayores requerimientos de importación de China en medio de un entorno de fortaleza en los márgenes de refinación de ese mercado.

Productos: El principal destino de exportación de productos para el primer trimestre de 2018 fue la Costa Este de EEUU por ventas de nafta a compañías productoras y comercializadoras de gasolina. El segundo destino fue América Central y el Caribe, que disminuyó su participación relativa en 13%, por la venta directa de fuel oil a refinadores de alta conversión en la Costa del Golfo y la menor disponibilidad de producto para exportaciones. Asia aumentó su participación relativa en 6% por mayores exportaciones de coke a ese mercado.

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

A	B	C	D
USD/BI	1T 2018	1T 2017	Cambio %
Brent	67.2	54.6	23.1%
Canasta Crudo vs Brent	(7.3)	(8.3)	12.0%
Canasta Productos vs Brent	6.8	6.8	0.0%



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

A	B	C	D	E
USD/Bl	1T 2018	1T 2017	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 1T 2018
Canasta de venta de Crudos	59.9	46.3	29.4%	373.9
Canasta de venta de Productos	74.0	61.4	20.5%	404.9
Canasta de venta de Gas	22.2	23.3	(4.7%)	72.8

Crudos: Durante el primer trimestre de 2018, Ecopetrol obtuvo mejores diferenciales versus Brent en la venta de sus crudos. El diferencial de la canasta de venta de crudos se fortaleció en USD 1.0/bl frente al resultado obtenido en el primer trimestre de 2017. Este resultado está explicado por: i) una estrategia de venta enfocada a mercados que generan mayor valor, ii) aumento de cargas de crudo en refinerías de Estados Unidos y China, iii) incertidumbre en el suministro de crudos de competidores, y iv) fortalecimiento de crudos pesados por recortes de producción de crudos intermedios y pesados de los países OPEP.

El diferencial de venta de crudo se ha logrado mantener en niveles cercanos a los del cuarto trimestre de 2017 incluso con: i) mayores precios del Brent que generan aumento en los descuentos de crudos para compensar el mayor costo para el refinador y ii) demanda estacional en EEUU por temporada de mantenimiento de refinerías desde marzo.

Productos: El diferencial de venta de la canasta de productos versus Brent se mantuvo estable frente al resultado del primer trimestre de 2017. Los precios de los productos siguieron el comportamiento de los indicadores internacionales donde la fortaleza del diésel y jet compensaron la debilidad en gasolina y fuel oil. Este comportamiento fue el resultado de: i) sorpresivo crecimiento económico y reactivación de la industria de exploración y producción que aumentaron la demanda de diésel, ii) menor disponibilidad de jet al aumentar la producción de diésel en las refinerías, iii) demanda de gasolina creciendo a un ritmo menor que la oferta, lo que se traduce en acumulación de inventarios y iv) debilidad del precio del fuel oil ante menor demanda de bunkers en Asia y mayores exportaciones a las esperadas de Rusia.

Gas Natural: Se presenta una reducción del precio por barril equivalente (4.7%) debido al aumento de cantidades nominadas que este trimestre se acercaron a las cantidades contractuales take or pay disminuyendo así el precio por barril.

2. Costo de ventas

Depreciación y amortización: Disminución neta en el primer trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017 principalmente por:

- a) Efecto de la mayor incorporación de reservas en 2017 vs 2016, compensado con:
- b) Mayor depreciación en el campo K2 como consecuencia del incremento en la participación de Ecopetrol América desde diciembre de 2017, y
- c) Mayor depreciación producto de las capitalizaciones realizadas durante el año 2017.

Costos variables: Disminución en el primer trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017 principalmente por:

- a) Menor costo en compras de crudo, gas y productos (-COP 393 mil millones), por efecto neto de:
 - Disminución del volumen comprado (-COP 1.25 billones) debido a: i) menor importación de combustibles, especialmente diésel y gasolinas (COP -595 mil millones, -34 kbped) debido a la sustitución de productos producidos en la Refinería de Cartagena, ii) menor importación de crudo (-COP 636 mil millones, -45 kbped) para carga en Refinería de Cartagena por la sustitución con crudos locales producidos en Ecopetrol, y iii) menor consumo de diluyente por estrategia de comercialización de crudos de alta viscosidad y dilución con GLP (-COP 159 mil millones, -11 kbped)



- Disminución de la tasa de cambio promedio de las compras (-COP 108 mil millones) que pasó de COP 2,922/USD (1T 2017) a COP 2,858/USD (1T 2018).
- Incremento del precio promedio de compras nacionales e importaciones de productos (+COP 968 mil millones).

Tabla 7: Compras Locales e Importaciones – Grupo Empresarial Ecopetrol

	A	B	C	D
Compras Locales (kbped)		1T 2018	1T 2017	Cambio %
Crudo		158.8	156.1	1.7%
Gas		1.7	1.8	(5.6%)
Productos Refinados		11.3	3.3	242.4%
Diluyente		0.4	2.8	(85.7%)
Total		172.2	164.0	5.0%
Importaciones (kbped)		1T 2018	1T 2017	Cambio %
Crudo		45.6	90.5	(49.6%)
Productos Refinados		49.2	79.7	(38.3%)
Diluyente		48.0	56.6	(15.2%)
Total		142.8	226.8	(37.0%)

Crudos: Menores importaciones explicadas por una mayor carga de crudo de Ecopetrol en la Refinería de Cartagena.

Productos Refinados: Menores importaciones de diésel y gasolina por mayor producción en las refinerías de Barrancabermeja y de Cartagena. En esta línea, dentro de las compras locales, se incluyen las compras de caña de azúcar de Bioenergy, que se incrementaron, dado el avance en el periodo de estabilización de su operación frente a su inicio en el primer trimestre 2017.

Diluyente: Menores importaciones y compras nacionales en línea con la menor producción y por la implementación de estrategias de eficiencia de transporte de crudo con mayor viscosidad.

- b) Mayor costo por variación de inventarios y otros (+COP 193 mil millones) principalmente por: i) menor acumulación de inventarios con respecto al 1T 2017, ii) mayor costo de materiales de proceso por la entrada en operación del sistema San Fernando - Apiay y el proyecto P-135 en Ocesa y iii) mayor participación de Ecopetrol América en el campo K2 desde diciembre de 2017.

Costos fijos: Aumento en el primer trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017 principalmente por:

- Mayor costo de servicios contratados (+COP 83 mil millones) por recibo del campo Recetor en mayo de 2017 y mayor participación en el campo K2 desde diciembre de 2017.
- Mayor costo laboral (+COP 73 mil millones) por el incremento salarial frente al año anterior.
- Otros conceptos (-COP 4 mil millones)

3. Gastos operativos

Los gastos operativos del trimestre disminuyeron principalmente por la eliminación del impuesto a la riqueza a partir de 2018, el cual fue reconocido por última vez en el primer trimestre 2017, compensado con mayor actividad sísmica y exploratoria, principalmente en Ecopetrol Brasil y Hocol.

4. Resultado financiero (no operacional) y otros

La variación del **resultado financiero** del primer trimestre de 2018 frente al primer trimestre de 2017 se presenta como resultado neto de:



- a) Variación del resultado de diferencia en cambio de +COP 471 mil millones. En el primer trimestre de 2018 la diferencia en cambio fue un ingreso de +COP 22 mil millones frente a un gasto de –COP 449 mil millones en el primer trimestre de 2017, reflejando la disminución de la exposición a la variación cambiaria gracias a la optimización de la posición neta en dólares.
- b) Menor gasto de intereses neto (+COP 46 mil millones) principalmente por: i) ahorro en el costo financiero de la deuda en moneda extranjera debido a los prepagos de créditos realizados en 2017 por USD 2,400 millones, ii) disminución de intereses en préstamos nacionales por una menor tasa de interés indexada al IPC y abonos periódicos a capital y iii) un impacto positivo de la revaluación del peso frente al dólar en los intereses de créditos del exterior.
- c) Otros gastos financieros (-COP 66 mil millones), principalmente por menor utilidad en operaciones de cobertura con derivados en el primer trimestre de 2018 frente al primer trimestre de 2017.

La **tasa efectiva de renta** para el primer trimestre de 2018 se ubicó en 40.0%, un 13.6% menor que la registrada en el primer trimestre de 2017 (53.6%). La disminución frente al año anterior se presenta principalmente por los mejores resultados en la Refinería de Cartagena y Ecopetrol America Inc. y la disminución de 300 puntos básicos en la tasa nominal de tributación.

Tabla 8: Estado de Situación Financiera – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C
Miles de millones (COP)	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Activos Corrientes	25,214	23,224
Activos no Corrientes	93,356	95,669
Total Activos	118,570	118,893
Pasivos Corrientes	20,525	16,847
Pasivos no Corrientes	50,214	52,265
Total Pasivos	70,739	69,112
Patrimonio	47,831	49,781
Total Pasivo y Patrimonio	118,570	118,893

Nota: Algunas cifras de diciembre 31 de 2017 fueron reclasificadas para efectos comparativos

5. Activos

La disminución en los **activos** del primer trimestre de 2018 frente a diciembre 31 de 2017 se presenta por el efecto neto de:

- a) Disminución de la **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (-COP 2.6 billones) principalmente por efecto de: i) menor ajuste por conversión en las filiales con moneda diferente al peso colombiano producto de la revaluación del peso frente al dólar, ii) depreciaciones y amortizaciones del trimestre, compensado con iii) un aumento en CAPEX del trimestre.
- b) Incremento de **otros activos financieros** (+COP 2.2 billones) generado por la inversión en títulos valores de los excedentes de caja generados por la operación.
- c) Incremento en **cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar** (+COP 0.5 billones) principalmente por aumento en la cuenta por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles.
- d) Otros movimientos por (-COP 0.4 billones)

6. Pasivos y Patrimonio

El total de pasivos del primer trimestre de 2018 frente a diciembre 31 de 2017 aumentó por:

- a) Incremento en **cuentas por pagar** (+COP 3 billones) por el reconocimiento de los dividendos a pagar sobre resultados del 2017 decretados por la Asamblea General de Accionistas.
- b) Incremento (+COP 0.8 billones) en los **impuestos por pagar** asociado a la utilidad del trimestre.
- c) Menores **préstamos y financiamientos** (-COP 2.6 billones), principalmente por menores saldos de la deuda en moneda extranjera por efecto de la revaluación del peso frente al dólar. Al 31 de marzo

de 2018, el nivel de deuda del Grupo asciende a COP 40.9 billones, de los cuales el 86% es origen moneda extranjera y el 14% es origen moneda nacional.

d) Otras variaciones del pasivo (+COP 0.4 billones).

La disminución en el patrimonio se presenta como el efecto combinado de: i) el traslado al pasivo de los dividendos por pagar sobre las utilidades del 2017, ii) la pérdida por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano, compensado con iii) la utilidad del trimestre.

Tabla 9: Posición de Caja¹ – Grupo Empresarial Ecopetrol

Miles de millones (COP)	A	B	C
		1T 2018	1T 2017
Efectivo y equivalentes inicial		7,946	8,410
(+) Flujo de la operación		4,673	4,455
(-) CAPEX		(1,195)	(683)
(+/-) Movimiento de Portafolio inversiones		(2,548)	(2,942)
(+/-) Otras actividades inversión		145	136
(-) Pagos de capital y intereses deuda		(668)	(805)
(-) Pago de dividendos		(245)	(114)
+(-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)		(242)	(292)
Efectivo y equivalentes final		7,866	8,165
Portafolio de inversiones > 3 meses		8,774	6,534
Caja total		16,640	14,699

7. Resultados por Segmento de Negocio

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

Miles de millones (COP)	E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado	
	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017
Ingresos por ventas	9,963	8,099	8,075	6,967	2,729	2,496	(6,125)	(4,211)	14,642	13,371
Depreciación y Amortización	1,195	1,487	297	264	279	271	-	-	1,771	2,022
Costos Variables	3,398	2,890	6,863	5,848	169	114	(5,230)	(3,451)	5,200	5,401
Costos Fijos	2,017	1,637	438	382	310	406	(890)	(702)	1,875	1,723
Costo de Ventas	6,610	6,014	7,598	6,494	758	791	(6,120)	(4,153)	8,846	9,146
Utilidad Bruta	3,353	2,085	477	493	1,971	1,705	(5)	(58)	5,796	4,225
Gastos Operativos	350	485	198	362	73	136	(5)	(57)	616	926
Utilidad Operacional	3,003	1,600	279	131	1,898	1,569	-	(1)	5,180	3,299
Ingresos (Gastos) Financieros	(589)	(730)	293	(240)	(272)	(49)	-	-	(568)	(1,019)
Resultado de Participación en Compañías	93	27	7	4	(15)	-	-	-	85	31
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	2,507	897	579	(105)	1,611	1,520	-	(1)	4,697	2,311
Provisión Impuesto a las Ganancias	(967)	(468)	(275)	(110)	(638)	(660)	-	-	(1,880)	(1,238)
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	1,540	429	304	(215)	973	860	-	(1)	2,817	1,073
Interés no Controlante	-	-	-	-	(202)	(187)	-	-	(202)	(187)
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	1,540	429	304	(215)	771	673	-	(1)	2,615	886
EBITDA	4,317	3,321	643	558	2,189	1,935	-	(1)	7,149	5,813
Margen Ebitda	43.3%	41.0%	8.0%	8.0%	80.2%	77.5%	0.0%	0.0%	48.8%	43.5%

¹ 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.



A. Exploración y Producción

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	1T 2018	1T 2017	Cambio \$	Cambio %
Ingresos por ventas	9,963	8,099	1,864	23.0%
Depreciación y Amortización	1,195	1,487	(292)	(19.6%)
Costos Variables	3,398	2,890	508	17.6%
Costos Fijos	2,017	1,637	380	23.2%
Costo de Ventas	6,610	6,014	596	9.9%
Utilidad Bruta	3,353	2,085	1,268	60.8%
Gastos Operativos	350	485	(135)	(27.8%)
Utilidad Operacional	3,003	1,600	1,403	87.7%
Ingresos (Gastos) Financieros	(589)	(730)	141	(19.3%)
Resultado de Participación en Compañías	93	27	66	244.4%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	2,507	897	1,610	179.5%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(967)	(468)	(499)	106.6%
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	1,540	429	1,111	259.0%
Interés no Controlante	-	-	-	-
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	1,540	429	1,111	259.0%
EBITDA	4,317	3,321	996	30.0%
Margen Ebitda	43.3%	41.0%	2.3%	

Exploración

Tabla 12: Pozos Exploratorios perforados – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F
Compañía	1T 2018				
	Exitoso	Suspendido	En Evaluación	T&A	Total
Ecopetrol S.A	1	-	1	-	2
Hocol S.A	-	-	-	-	-
ECAS	-	-	-	-	-
Ecopetrol America (EAI)	-	-	-	-	-
Total	1	0	1	0	2

Incluye pozos delimitadores

Durante la campaña exploratoria del primer trimestre de 2018, Ecopetrol finalizó la perforación de los pozos Búfalo-1 y Jaspe-6D; el primero se encuentra en evaluación; el segundo fue declarado exitoso al encontrar crudo pesado en la formación Arenas Basales Carbonera.

Continuando con la campaña exploratoria 2018, se encuentran en perforación los pozos delimitadores operados por la compañía Parex: Coyote-2, ubicado en el Valle Medio del Magdalena (Bloque De Mares) y Capachos Sur-2, localizado en el Piedemonte (Bloque Capachos).

En cuanto a actividad sísmica 2D, la filial Hocol S.A. avanza en el proceso de adquisición de 294 Km en el bloque SN-15, con un avance del 60%.

A nivel internacional, Ecopetrol Brasil compró 4,197 Km cuadrados de sísmica 3D y 874 Km de sísmica 2D con el objetivo de evaluar la prospectividad del “play Pre Sal” de las cuencas Santos y Campos. (Ronda 4 y 15 de Brasil).

Tabla 13: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
#	Trimestre	Nombre	Bloque	Cuenca	Estado	Fecha TD
1	Primero	Bufalo-1	VMM-32	Valle Medio del Magdalena	En evaluación	3/01/2018
2	Primero	Jaspe-6D	Quifa	Llanos Orientales	Exitoso	30/01/2018

Producción

Tabla 14: Producción Bruta* - Grupo Empresarial Ecopetrol

	A	B	C	D
(kbped)	1T 2018	1T 2017	Cambio %	
Crudo	532.5	543.3	(2.0%)	
Gas natural	107.9	111.0	(2.8%)	
Total Ecopetrol S.A.	640.4	654.3	(2.1%)	
Crudo	20.8	22.1	(5.9%)	
Gas Natural	7.2	4.7	53.2%	
Total Hocol	28.0	26.8	4.5%	
Crudo	9.0	11.5	(21.7%)	
Gas Natural	4.9	4.3	14.0%	
Total Equión**	13.9	15.8	(12.0%)	
Crudo	4.5	4.4	2.3%	
Gas Natural	0.4	0.4	0.0%	
Total Savia**	4.9	4.8	2.1%	
Crudo	11.1	8.5	30.6%	
Gas Natural	2.2	2.0	10.0%	
Total Ecopetrol America	13.3	10.5	26.7%	
Crudo	577.9	589.8	(2.0%)	
Gas Natural	122.6	122.4	0.2%	
Total Grupo Empresarial	701	712	(1.5%)	

* La producción bruta incluye regalías y está prorrateada 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.

En el primer trimestre de 2018 la producción promedio del Grupo Ecopetrol alcanzó 701 kbped. La producción en el primer trimestre estuvo afectada por un retador entorno de orden público que ocasionó el cierre temporal de los campos Castilla, Chichimene y CPO9. Durante febrero, algunas comunidades del departamento del Meta bloquearon vías y atentaron contra la infraestructura, lo cual produjo un impacto negativo en la producción promedio del trimestre estimado en 12 kbped (3 kbped promedio año). De otra parte, los bajos niveles del río Caño Rubiales limitaron el cupo de vertimientos de agua del campo Rubiales, lo que implicó una disminución de la producción en el mes de marzo, con un impacto estimado de 2.7 kbped en el trimestre. En el mes de marzo se logró recuperar la senda de crecimiento de la producción con 712 kbped promedio durante el mes y 715 kbped al cierre, en línea con la meta establecida (715-725 kbped).

Para compensar los eventos del primer trimestre, la empresa ha tomado una serie de medidas entre las que se encuentran: i) mayor trabajo en pozos y refuerzo en la actividad con un taladro adicional para el campo Castilla, ii) anticipar el proyecto de desarrollo del campo Apiay, previsto para 2019, iii) anticipar y acelerar el proyecto de inyección de agua a 40 acres en el campo Chichimene, e iv) incrementar la actividad de workovers en el campo Castilla, entre otras.

En el campo Rubiales, se avanza en los trabajos de inyección de agua, anticipando la campaña de perforación y los trabajos de servicio a pozos.



En el primer trimestre de 2018 las compañías del grupo Ecopetrol contribuyeron con 60 kbped, aportando el 8.6% del volumen total, con un crecimiento de 2.2 kbped (3.8%) frente al mismo trimestre del año anterior. El crecimiento más significativo se observa en Hocol y Ecopetrol América Inc (EAI). Hocol cuenta hoy con más contratos de comercialización de gas, lo que ha permitido incrementar la producción de gas en un 53.2% respecto el primer trimestre del 2017. Por otra parte, EAI registra un crecimiento en la producción de crudo cercano a los 3 kbped, explicado principalmente por el incremento en la participación del campo K2 durante el segundo semestre del año 2017.

En el 2018 se ha incrementado la actividad de perforación. Adicional a la perforación en Castilla, Rubiales, Quifa y la Cira Infantas, se ha reactivado las campañas en 7 campos (Dina, Arrayan, Tibú, Yarigui, Llanito, Akacias y Chichimene). En el primer trimestre se contó con 18 taladros en operación directa duplicando el número de equipos utilizados en 2017. Para el segundo semestre está planeada la operación simultánea de 27 taladros. Por su parte, en la operación asociada este año se tendrán 25 taladros más. Esta actividad busca el cumplimiento de la meta de producción del año entre 715 y 725 mil barriles equivalentes por día.

Proyectos de aumento de Factor de Recobro:

Desde la creación del Programa de Recobro se han iniciado 42 pilotos, dentro de los que se encuentran 7 que ingresaron en el 2018; el balance se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 15: Pilotos de Recobro - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
BALANCE	Total	Operación directa	Operación con socios	En proceso de Expansión
Operación (1)	21	12	9	6
Finalizados (2)	21	14	7	10
Total pilotos de recobro	42	26	16	16

(1) De los pilotos que se encuentran en operación seis (6) de ellos están en visualización y análisis de la expansión (Chichimene WF, Castilla WF, Apiay WF, Suria WF, Casabe CEOR, Teca ICV).

(2) De los pilotos que están finalizados diez (10) de ellos están en estructuración del proyecto de expansión (Dina K CEOR, Llanito WF, Galán WF, Tello CEOR, Santa Clara WF, Rio Ceibas Gas, Palogrande CEOR, Cara-Cara ASP, Jazmín ICV, Las monas WF), seis (6) pilotos se encuentran en evaluación de las posibles expansiones, y cinco (5) no permitieron considerar una expansión.

De los 42 pilotos, 21 se encuentran en operación, (6 están en visualización y análisis de la expansión) y los 21 restantes están finalizados. Entre los pilotos finalizados se tienen 10 que están en estructuración del proyecto de expansión, 6 pilotos se encuentran en evaluación de las posibles expansiones, y 5 fueron documentados para posibles futuras expansiones.

Las diferentes tecnologías que se están aplicando en estos pilotos permitirán aumentar el factor de recobro. Los procesos de recobro secundario por inyección de agua, estiman un factor de recobro incremental entre el 3% y 11%, el recobro terciario por inyección de agua mejorada y gas estiman un factor de recobro incremental entre el 5% y 11%, y con el recobro terciario de inyección de vapor un factor de recobro incremental superior al 20%.

En el primer trimestre del 2018 se destaca el avance en la ejecución del proyecto de inyección de agua mejorada del campo Dina K donde se han perforado y completado 7 pozos de los 16 definidos dentro del plan.



Tabla 16: Costo de Levantamiento* - Grupo Empresarial Ecopetrol

B		C		D		E	
1T 2018	1T 2017	% Var	Explicación				
8.09	6.67	21.3%	• Costo (+USD 1.24 /B): Mayor costo en Ecopetrol S.A. y Ecopetrol America Inc, en procesos de Energía, mantenimiento de subsuelo y soporte.				
2,858.9	2,922.5	2.2%	• TRM (+USD 0.18 /B): Menor TRM de 63.59 COP por USD, frente a 1T 2017				

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías

El Incremento de USD 1.42/BI en el costo de levantamiento obedece a (incluye el efecto TRM):

- Incremento en consumo de energía dado el mayor número de pozos perforados, la implementación de técnicas de recobro y mayor manejo de agua (USD 0.39/BI)
- Mayor ejecución de costos en mantenimiento de subsuelo, por incremento en el número y la complejidad de las intervenciones y servicios a pozos, lo cual ha logrado mantener la curva básica de producción (USD 0.27/BI)
- Mayor costo en mantenimiento de superficie por aumento en número de equipos intervenidos, lo cual ha logrado mantener la confiabilidad operativa e integridad en las operaciones de producción (USD 0.21/BI)
- Incremento en costos de operaciones con socios y servicios contratados de Ecopetrol (0.16 USD/BI)
- Ahorros gracias a la disminución de índice de falla, mantenimientos de las instalaciones y otras iniciativas (USD -0.13/BI)
- Menor TRM (USD 0.18/BI)
- Otros factores (USD 0.34/BI)

Tabla 17: Costo de Dilución* - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
USD/BI	1T 2018	1T 2017	% Var	Explicación
Costo de dilución	3.88	4.50	-13.8%	• Costos (-USD 0.62/BI): Menor costo en Ecopetrol S.A. por implementación de estrategias de Optimización en transporte a mayor viscosidad, y menor consumo de diluyentes.

* Calculado con base en barriles vendidos

La estrategia de dilución continua siendo una de las principales palancas de ahorros estructurales, donde el costo de dilución pasó de USD 6.7/BI en el 2014 (factor de dilución de 20%) a USD 3.88/BI en el primer trimestre de 2018 (factor de dilución de 14.8%).

Resultados financieros del segmento de Exploración y Producción

Los ingresos del primer trimestre del 2018 aumentaron principalmente por el incremento en la canasta de precios de crudo y los menores diferenciales, los cuales contrarrestaron el efecto de la menor producción.

El costo de ventas del segmento aumentó frente al primer trimestre del año anterior, como resultado de: i) mayores costos de compra de crudo e importación de nafta en línea con el comportamiento de los precios internacionales, ii) incremento en costo de mantenimiento de subsuelo por mayores intervenciones principalmente en Orinoquía y Rubiales y mayores mantenimientos preventivos de equipos rotativos, estáticos y obras civiles; iii) mayor compra de materiales de tubería y accesorios para cumplimiento de mantenimientos de subsuelo y superficie; iv) mayor costo de servicios contratados por recibo del campo Receter; v) mayores costos de transporte dada la ampliación de capacidad en Oensa bajo la modalidad de Ship or Pay, y vi) problemas de orden público que generaron mayores costos en la evacuación de crudos despachados desde Caño Limón.



Las depreciaciones y amortizaciones han disminuido frente al primer trimestre del año anterior principalmente por el efecto combinado de: i) mayor incorporación de reservas en 2017 vs 2016, ii) disminución en la producción del trimestre ocasionada por los bloqueos de la comunidad y cierre temporal de los campos de Castilla, Chichimene y CPO9, iii) mantenimiento del CPF de Cupiagua y iv) mayor depreciación por incremento en la participación de EAI en el campo K2.

En los gastos operacionales se presenta una reducción, debido principalmente a: i) menor gasto por el impuesto a la riqueza y ii) menores costos en fletes y muelles asociados a las menores importaciones, compensada parcialmente con iii) incremento en los gastos exploratorios por mayor actividad sísmica y perforación de pozos en las filiales Ecopetrol Brasil y Hocol.

El Ebitda del segmento en el primer trimestre de 2018 fue mejor que en el mismo periodo de 2017 (+COP 996 mil millones) con un margen de 43%, lo que demuestra una sólida recuperación.

En el primer trimestre de 2018 se tuvo un menor gasto financiero frente al primer trimestre de 2017 debido a: i) disminución en el costo financiero sobre los préstamos ocasionado por el menor apalancamiento del segmento gracias a los prepagos de deuda realizados el año anterior, y ii) menor gasto de diferencia en cambio en la reducción de la tasa de cambio asociada a la deuda en moneda extranjera.

B. Transporte

Tabla 18: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	1T 2018	1T 2017	Cambio \$	Cambio %
Ingresos por ventas	2,729	2,496	233	9.3%
Depreciación y Amortización	279	271	8	3.0%
Costos Variables	169	114	55	48.2%
Costos Fijos	310	406	(96)	(23.6%)
Costo de Ventas	758	791	(33)	(4.2%)
Utilidad Bruta	1,971	1,705	266	15.6%
Gastos Operativos	73	136	(63)	(46.3%)
Utilidad Operacional	1,898	1,569	329	21.0%
Ingresos (Gastos) Financieros	(272)	(49)	(223)	455.1%
Resultado de Participación en Compañías	(15)	-	(15)	0.0%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	1,611	1,520	91	6.0%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(638)	(660)	22	(3.3%)
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	973	860	113	13.1%
Interés no Controlante	(202)	(187)	(15)	8.0%
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	771	673	98	14.6%
EBITDA	2,189	1,935	254	13.1%
Margen Ebitda	80.2%	77.5%	2.7%	

Avance de los proyectos claves

San Fernando – Monterrey: Puesta en operación del sistema a partir del 1 de enero de 2018, transportando en el trimestre 205.8 kbpd en el sistema San Fernando – Apiay.

Reversión Oleoducto Bicentenario: La estrategia implementada desde 2017 en el Oleoducto Bicentenario permitió reducir el impacto generado por los ataques al Oleoducto Caño Limón – Coveñas, evitando que se genere producción diferida en sus campos de influencia. Durante el primer trimestre de 2018 el sistema Caño Limón Coveñas estuvo operativo solamente 9 días, situación que ha impulsado la realización de 12 ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario.

Prueba preliminar de transporte de crudo a 700 cSt: En el mes de febrero se realizó una prueba preliminar de transporte de crudo Castilla cuyos resultados se encuentran en fase de análisis.



Tabla 19: Volúmenes Transportados – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
(kbpd)	1T 2018	1T 2017	Cambio %
Crudos	795.7	805.3	(1.2%)
Refinados	282.5	265.8	6.3%
Total	1,078.2	1,071.1	0.7%

El volumen total de crudos transportados por oleoductos tuvo una reducción en el primer trimestre de 2018 frente al primer trimestre de 2017, debido principalmente a la menor producción de los campos Castilla, Chichimene y CPO9 por situaciones de orden público.

Durante el primer trimestre de 2018 se activó la operación contingente a través del Oleoducto Bicentenario, lo que equivale a un promedio de 33 kbpd transportados. En adición a lo anterior, la operación en el sur del país tuvo afectaciones durante el primer trimestre de 2018 por la detección y atención de múltiples válvulas ilícitas sobre el Oleoducto Transandino.

Del total de crudo transportado por el sistema de Oleoductos, aproximadamente un 70% es propiedad del Grupo Empresarial Ecopetrol.

En cuanto a productos refinados, los volúmenes transportados durante el trimestre presentan un incremento debido principalmente a que en el primer trimestre de 2017 la línea Cartagena-Barranquilla estuvo fuera de operación durante 21 días para atender problemas de integridad mecánica.

Aproximadamente el 28% del volumen transportado en el trimestre por poliductos correspondió a productos de propiedad de Ecopetrol.

Tabla 20: Costo por Barril Transportado - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
USD/Bi	1T 2018	1T 2017	Cambio %	Explicación
Costo por barril transportado	3.12	3.41	8.5%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (-USD 0.02 /B): Mayor volumen transportado en poliductos. • Costo (-USD 0.34 /B): Menor gasto por eliminación del impuesto a la riqueza.
TRM	2,858.87	2,922.47	2.2%	<ul style="list-style-type: none"> • TRM (+USD 0.07 /B): Menor TRM de 63.59 COP/USD, frente a 2017

El indicador de costo barril transportado 2018 tuvo un cambio en la metodología tendiente a medir la eficiencia en los costos y gastos operacionales de los sistemas de transporte. El indicador tiene como base de costos, los costos fijos y variables de operación y mantenimiento, así como los gastos de administración y comercialización (costo por barril transportado = costos y gastos operacionales / barriles evacuados). Frente a la metodología anterior se excluyen los gastos financieros y el impuesto de renta.

En cuanto a volumen, el nuevo indicador toma el balance de evacuación nivel país, es decir, entregas de crudo en puerto y refinería, así como las entregas nacionales de productos refinados por la red de poliductos. En el esquema anterior se tomaba la suma de volúmenes del balance de evacuación por filial, por tal razón el volumen resultaba mayor.



Tabla 21: Comparativo costo de barril transportado – Grupo Empresarial Ecopetrol (USD/BI)

A	B	C	D
Periodo	Indicador actual	Indicador metodología anterior	Diferencia
1T 2017	3.41	3.61	(0.2)
2T 2017	3.12	3.46	(0.3)
3T 2017	3.06	3.43	(0.4)
4T 2017	3.61	4.00	(0.4)
1T 2018	3.12	4.06	(0.9)

Resultados financieros del segmento de Transporte

Los ingresos del primer trimestre de 2018 aumentaron con relación al mismo periodo de 2017 debido a: i) transporte de volúmenes por reversión del Oleoducto Bicentenario que, en conjunto con el Sistema Araguaney-Monterrey y Ocesa, permitieron la evacuación de crudos durante la indisponibilidad en el sistema Caño Limón Coveñas, y ii) la entrada en operación del sistema San Fernando – Apiay en enero de 2018. Es de resaltar el aumento del 9.3% en los ingresos del primer trimestre de 2018 pese a la menor tasa de cambio promedio.

El costo de ventas total del primer trimestre de 2018 se redujo en comparación con el mismo trimestre de 2017. Durante el primer trimestre los costos fijos presentaron una disminución, debido principalmente a demoras en las actividades de mantenimiento que se espera realizar en los próximos meses del año. Los costos variables presentaron un incremento como consecuencia de los mayores volúmenes transportados en los 12 ciclos de reversión del Oleoducto Bicentenario durante el trimestre y la entrada en operación del sistema San Fernando – Apiay.

Los gastos de operación del primer trimestre de 2018 se reducen frente al mismo periodo del año anterior debido principalmente a que en 2018 se eliminó el impuesto a la riqueza, cuya última obligación de pago se generó en 2017. Durante el trimestre se tuvo un impacto negativo en los resultados financieros del segmento principalmente por la pérdida en diferencia en cambio contable asociada la posición neta activa en dólares.

Para el primer trimestre de 2018 el segmento alcanzó un Ebitda de COP 2.2 billones, superando el resultado del mismo periodo de 2017 en cerca de COP 0.25 billones para llegar a un margen EBITDA de 80%.

C. Refinación

Tabla 22: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	1T 2018	1T 2017	Cambio \$	Cambio %
Ingresos por ventas	8,075	6,987	1,088	15.6%
Depreciación y Amortización	297	264	33	12.5%
Costos Variables	6,863	5,848	1,015	17.4%
Costos Fijos	438	382	56	14.7%
Costo de Ventas	7,598	6,494	1,104	17.0%
Utilidad Bruta	477	493	(16)	(3.2%)
Gastos Operativos	198	362	(164)	(45.3%)
Utilidad Operacional	279	131	148	113.0%
Ingresos (Gastos) Financieros	293	(240)	533	(222.1%)
Resultado de Participación en Compañías	7	4	3	75.0%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	579	(105)	684	(651.4%)
Provisión Impuesto a las Ganancias	(275)	(110)	(165)	150.0%
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	304	(215)	519	(241.4%)
Interés no Controlante	-	-	-	0.0%
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	304	(215)	519	(241.4%)
EBITDA	643	558	85	15.2%
Margen Ebitda	8.0%	8.0%	(0.0%)	



Refinería de Cartagena

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

A	B	C	D
	1T 2018	1T 2017	Cambio %
Carga* (kbpd)	144.5	122.9	17.6%
Factor de Utilización (%)	87.9%	65.3%	34.6%
Producción Refinados (kbped)	140.3	119.7	17.2%
Margen de Refinación (USD/BI)	11.5	6.8	69.1%

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

La Refinería de Cartagena ha logrado un volumen de ventas totales de 151 kbd (incluido 13 kbd de Coke y 0.5 kbd de azufre), de los cuales 90 kbd correspondieron a ventas nacionales y 61 kbd fueron destinados a exportaciones. Las ventas representaron un ingreso de USD 953 millones en el primer trimestre de 2018, un incremento del 50% frente al primer trimestre de 2017 (USD 637 millones), como resultado de la operación estable de la refinería y del aumento de precios.

Durante el primer trimestre se logró una carga promedio de 144 kbd superando la carga promedio del año 2017 (136 kbd). La composición de la carga en el primer trimestre de 2018 fue de 71% crudo nacional y 29% importado, frente a un 39% de crudo nacional y 61% importado en el mismo periodo de 2017, lo que contribuyó a la reducción del costos de ventas para el grupo empresarial.

En términos del margen bruto de refinación, en el primer trimestre se observó un promedio de USD 11.5/BI, lo que representa un incremento del 69% respecto al mismo período del año anterior (USD 6.8/BI). Este resultado refleja la operación estable de la refinería, la cual lleva 7 meses consecutivos (desde septiembre de 2017) con margen bruto de 2 dígitos, demostrando la consolidación de la operación.

En marzo se logró la máxima carga histórica de la refinería de Cartagena (160,2 kbd), resultado de la prueba de operar a 165 kbd entre el 14 y el 22 marzo. Una vez finalizada la prueba, el foco durante 2018 es capturar las oportunidades de margen de la refinería y continuar en la implementación de iniciativas que optimicen sus resultados operativos y financieros para contar con una dieta de crudos más eficiente, maximizar la capacidad de las plantas y aumentar la disponibilidad de productos a comercializar.

Refinería de Barrancabermeja

Tabla 24: Carga, Factor de utilización, Producción y Margen – Refinería Barrancabermeja

A	B	C	D
	1T 2018	1T 2017	Cambio %
Carga* (kbpd)	214.9	214.5	0.2%
Factor de Utilización (%)	83.6%	78.2%	7.0%
Producción Refinados (kbped)	216.6	216.4	0.1%
Margen de Refinación (USD/BI)	11.8	14.6	(19.1%)

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

La carga y la producción se mantienen estables en el primer trimestre de 2018 frente al mismo trimestre de 2017. Se observa una disminución en el margen de refinación de la Refinería de Barrancabermeja principalmente por: i) el incremento del diferencial de precio de la canasta de crudos versus Brent que explica el 14% del cambio, frente a ii) una reducción del diferencial de productos principalmente fuel oil y gasolina, correspondiente al 5% restante, en línea con el comportamiento de los mercados internacionales.



Tabla 25: Costo de Caja de refinación - Grupo Empresarial Ecopetrol*

A	B	C	D	E	J
USD/Bl	1T 2018	1T 2017	Cambio %	Explicación	% USD
Costo de caja refinación	4.63	4.89	-5.4%	<ul style="list-style-type: none"> Volumen (-USD 0.28 /B): Mayores cargas por operación estable y mayor participación de crudos nacionales en la dieta de REFICAR. Costo (-USD 0.08 /B): Menor consumo de energía en la refinería de Barrancabermeja (gas). 	12.0%
TRM	2,858.87	2,922.47	-2.2%	• TRM (+USD 0.10 /B): Menor TRM de 63.59 COP por USD, frente a 2017	12.0%

* Incluye Refinería de Barrancabermeja y Cartagena

Resultados financieros del segmento de Refinación

Los ingresos del primer trimestre de 2018 presentan un incremento con respecto al mismo periodo del año anterior explicado principalmente por mejores precios de venta de productos, en línea con el comportamiento de los precios internacionales y mayores rendimientos de productos valiosos (diésel y gasolinas) en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

El costo de ventas presentó un incremento en el primer trimestre explicado principalmente por: i) mayor carga en la Refinería de Cartagena, ii) aumento en el precio de la canasta de crudos en las dos refinerías, y iii) mayor costo de la materia prima de Esenttia y mayor cantidad de caña de azúcar comprada en Bioenergy.

Los gastos operativos disminuyeron principalmente por la finalización del periodo de estabilización de la Refinería de Cartagena y la disminución de los gastos de cierre del proyecto, adicional al menor gasto generado por la eliminación del impuesto a la riqueza a partir del 2018.

Se presenta en este trimestre un buen desempeño operativo de las refinerías reflejado en el aumento de su Ebitda en un 15% frente al mismo trimestre del año anterior.

El resultado financiero (no operacional) del primer trimestre de 2018 fue un ingreso frente a un gasto presentado en el mismo periodo del año anterior, debido a: i) el efecto de la revaluación del peso frente al dólar y la posición neta pasiva del segmento y ii) un menor gasto por intereses sobre los préstamos debido a un menor apalancamiento del segmento como consecuencia de los prepagos de deuda realizados en 2017.

El segmento presenta una utilidad neta en el primer trimestre de 2018 frente a una pérdida con respecto al mismo periodo de 2017, explicado por la operación estable de las refinerías, menores gastos e impacto positivo de diferencia en cambio.

8. Resultado de Iniciativas de Eficiencias

En 2018 continuamos con la estrategia de eficiencias en el Grupo Empresarial, las cuales ha permitido incorporar en el primer trimestre del año por COP 462 mil millones, superiores en COP 238 mil millones a las reportadas en el primer trimestre del 2017.

Es importante destacar las eficiencias obtenidas en la refinería de Cartagena por COP 56 mil millones derivados de: i) la sustitución de carga de crudos importados por crudos producidos por el Grupo Empresarial generando beneficios de COP 36 mil millones de pesos, ii) un mayor aprovechamiento de las cargas en las plantas de Craqueo y de Alquilación que generaron COP 14 mil millones de pesos y iii), eficiencias estructurales en costos por COP 6 mil millones de pesos que impactaron positivamente el costo de caja de esta refinería en 0.17 USD/Bl. Las restantes eficiencias del segmento las aportó la refinería de Barrancabermeja gracias a la optimización de su materia prima.



A continuación se presenta el detalle de los principales ahorros:

Tabla 26: Principales iniciativas de ahorro estructural en 2018

A	B	C
Miles de millones (COP)	1T 2018	1T 2017
Reducción de producciones diferidas por indisponibilidad de ductos	213.1	0.0
Optimización de los costos de Perforación y Construcción de Facilidades	108.8	60.9
Mejora en ingresos de las refinerías	66.1	55.5
Estrategia de Energía - Ventas de excedentes + Optimización de costos	24.3	0.0
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados	17.3	51.4
Mejora en la gestión comercial	14.5	0.2
Optimización operativos	13.7	19.9
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream	6.0	0.0
Optimización del costo de caja de refinación	0.0	1.3
Ahorro en áreas de soporte, logística y otras	(1.5)	35.1
Total	462.3	224.3

9. Inversiones

Las inversiones al cierre del mes de marzo de 2018 ascendieron a USD 405 millones (78% en Ecopetrol S.A. y 22% en filiales y subsidiarias) distribuidas así:

Tabla 27: Inversiones realizadas por segmento - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
1T 2018 (Millones USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Part.
Producción	288.6	42.2	330.8	81.6%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	23.9	10.8	34.7	8.6%
Exploración	4.6	23.3	27.9	6.9%
Transporte	0.3	11.7	12.0	3.0%
Total	317.4	88.0	405.4	100%

Producción: (81.6%) La campaña de perforación de Ecopetrol S.A. se concentró en el campo Castilla (13 pozos). Se destacan también los avances en el Módulo B3 de Rubiales (19 pozos finalizados) y la planta de estabilización de condensados de Cupiagua. En el caso de las filiales, se desarrollaron actividades de perforación de Ecopetrol America Inc en K2 y Dalmation, y en Hocol, actividades en Espinal, Guarrojo y Corocora. Durante el trimestre, los problemas de orden público nos obligaron a desplazar cerca de USD 50 millones en inversiones para el segundo trimestre.

Exploración: (6.9%) Ecopetrol S.A desarrolló actividades de viabilidad en los bloques Recetor, Condor, CPO-8, VMM-6 y PUT-13; completamiento y pruebas en los pozos Lorito, Bufalo y Coyote; y recuperación ambiental en los bloques Caño Sur y CPO-10. Hocol avanzó en sísmicas 2D y Ecopetrol Brasil participó en rondas de nuevos negocios en Brasil.

Refinación, Petroquímica y Biocombustibles: (8.6%) Se ejecutaron actividades de mantenimiento mayor y continuidad operativa de la unidad cracking UOP II de la Refinería de Barrancabermeja, como también de equipos de compresores, turbinas de vapor/gas y tanques en la Refinería de Cartagena.



Transporte: (3.0%) Avance en actividades de continuidad del sistema e integridad de la Variante Poblano y avance en la adecuación de la infraestructura de jet fuel en el país. En Ocesa, reposición de equipos de bombeo de la estación El Porvenir.

II. Consolidación Organizacional y Responsabilidad Social (Ecopetrol S.A.)

1. Consolidación Organizacional

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

A	B	C
Indicador HSE*	1T 2018	1T 2017
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0.69	0.63
Incidentes ambientales	3	4

*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

Incidente de Lisama 158 / La Fortuna

El 2 de marzo de 2018 se produjo una filtración de agua y restos de crudo cerca del pozo Lisama 158, ubicado en La Fortuna, en el Valle Medio del Magdalena (Colombia). Ecopetrol activó su plan de contingencia para contener el derrame y resolver de forma definitiva esta situación según sus protocolos de manejo de riesgo y HSE. Se estima que entre el 12 y el 15 de marzo, 550 barriles de crudo, mezclados con barro y agua de lluvia, llegaron a los arroyos de La Lizama y Caño Muerto. A partir del 30 de marzo de 2018, el pozo Lisama 158, dejó de fluir y se procedió a la instalación de un equipo especializado “Snubbing Unit” para cerrar el pozo en forma definitiva de manera segura y controlada. Ecopetrol ha ordenado una investigación para determinar la causa del incidente.

Este incidente se contabilizó en los indicadores de HSE.

Gestión de entorno:

- Fortalecimiento en la relación directa con las Gobernaciones y Alcaldías, coordinando el actuar de la empresa y los gobiernos locales.
- Generación de escenarios de diálogo y comunicación permanente con actores relevantes del entorno (representantes de la comunidad), con el fin de construir relaciones de confianza y claridad de las expectativas con Ecopetrol. Se ha avanzado en la creación de espacios en los cuales Ecopetrol informa su actividad, manteniendo presencia permanente en los diferentes municipios a través de las Oficinas de Participación Ciudadana, y profesionales de entorno asignados funcionalmente a cada municipio.
- Se estableció por parte de la Vicepresidencia de Desarrollo Sostenible y el Ministerio del Interior, la conformación de subcomisiones con las Gobernaciones, donde se cuenta con la participación de alcaldes de los municipios, delegados de la comunidad y representantes de Ecopetrol para tratar temas de entorno como bienes y servicios, inversión social y ambientales.

2. Responsabilidad Corporativa

Inversión social:

Con corte a 31 de Marzo de 2018 se invirtieron recursos de inversión socio ambiental voluntaria por un valor de COP 11,443 millones. Los recursos del primer trimestre de 2018 se destinaron a programas de reducción de brechas de salud y educación, proyectos productivos sostenibles, infraestructura, fortalecimiento



institucional, conservación y aprovechamiento sostenible del agua, conservación, restauración y aprovechamiento sostenible de ecosistemas estratégicos y recreación, cultura y deporte.

Asamblea General de Accionistas:

Entre los temas aprobados por la Asamblea celebrada el 23 de marzo de 2018 se destacan: i) aprobación de los informes de la administración, ii) estados financieros individuales y consolidados a 31 de diciembre de 2017, iii) dictamen del Revisor Fiscal, iv) aprobación del proyecto de distribución de utilidades, v) elección de la firma Ernst & Young como Revisor Fiscal para el año 2018, vi) elección de los miembros de la Junta Directiva para el periodo 2017 – 2018 y, vii) aprobación de la Reforma Estatutaria.

III. Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre

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

Español

Mayo 4, 2018
7:30 a.m. Bogotá
8:30 a.m. Nueva York

Inglés

Mayo 4, 2018
9:00 a.m. Colombia
10:00 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:

<http://event.onlineseminarsolutions.com/wcc/r/1664951-1/87664B39E2B6F92BDBC83D5D456C0CDB>
(Español)

<http://event.onlineseminarsolutions.com/wcc/r/1665313-1/7F16E6F3E53C5C077B9AA9AE0B8133C4>
(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.

Las cifras en Excel estarán disponibles en el siguiente link:

- <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/relacion-inversionistas/informacion-financiera/resultados-trimestrales>

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: Producción Bruta por Región – Participación neta Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
(kbped)	1T 2018	1T 2017	Cambio %
La Cira-Infantas	27.3	22.5	21.3%
Casabe	14.0	16.5	(15.2%)
Yarigui	14.3	15.8	(9.5%)
Otros	28.2	31.3	(9.9%)
Total Región Central	83.8	86.1	(2.7%)
Castilla	109.2	113.8	(4.0%)
Chichimene	64.0	68.9	(7.1%)
Cupiagua	27.3	41.1	(33.6%)
Cusiana	40.8	34.9	16.9%
Otros	22.7	17.0	33.5%
Total Región Orinoquía	264.0	275.7	(4.2%)
Area Huila	3.2	3.2	0.0%
Area San Francisco	6.3	6.5	(3.1%)
Area Tello	3.8	4.5	(15.6%)
Otros	12.1	12.9	(6.2%)
Total Región Sur	25.4	27.1	(6.3%)
Rubiales	114.4	118.6	(3.5%)
Caño Sur	2.8	1.3	115.4%
Total Región Oriente	117.2	119.9	(2.3%)
Guajira	24.7	26.7	(7.5%)
Caño Limón	24.5	17.8	37.6%
Piedemonte	32.5	28.6	13.6%
Quifa	20.0	19.4	3.1%
Nare	12.7	14.1	(9.9%)
Otros	35.6	38.9	(8.5%)
Total Activos con Socios	150.0	145.5	3.1%
Total Ecopetrol S.A.	640.4	654.3	(2.1%)
Operación Directa	492.5	512.0	(3.8%)
Operación Asociada	147.9	142.3	3.9%
Ocelote (**)	12.4	14.3	(13.3%)
Otros	15.6	12.5	24.8%
Total Hocol	28.0	26.8	4.5%
Piedemonte	13.6	14.5	(6.2%)
Tauramena/Rio Chitamena	0.3	0.2	50.0%
Otros	0.0	1.2	(100.0%)
Total Equión*	13.9	15.9	(12.6%)
Lobitos	1.3	1.7	(23.5%)
Peña Negra	2.9	2.3	26.1%
Otros	0.7	0.8	(12.5%)
Total Savia*	4.9	4.8	2.1%
Dalmatian	1.1	1.3	(15.4%)
K2	5.0	2.0	150.0%
Gunflint	7.2	7.2	0.0%
Total Ecopetrol America Inc.	13.3	10.5	26.7%
Total Filiales	60.1	58.0	3.6%
Total Grupo Empresarial	701	712	(1.7%)

*Equión y Savia no consolidan dentro del Grupo Empresarial Ecopetrol

** Ocelote: Desde 1T 2017, en la producción del contrato Guarrojo se incluye aparte de Ocelote, los campos Pintado y Guarrojo.

- (1) Rubiales: Hasta el cierre del primer semestre 2016, este campo pertenecía a la Vicepresidencia de Activos con Socios. A partir del 1 de julio pertenece a la nueva Vicepresidencia Regional Oriente.
- (2) Cusiana: Hasta el cierre del primer semestre 2016, este campo pertenecía a la Vicepresidencia de Activos con Socios. A partir del segundo semestre pertenece a la Vicepresidencia Regional Orinoquía.
- (3) Caño Sur: Hasta el cierre del primer semestre 2016, este campo pertenecía a la Vicepresidencia Regional Orinoquía. A partir del segundo semestre pertenece a la nueva Vicepresidencia Regional Oriente.
- (4) Huila: Algunos activos fueron reclasificados y son reportados en Otros campos de la Regional Sur.



Tabla 2: Producción Bruta - Grupo Empresarial Ecopetrol (Por tipo de Crudo)

A	B	C	D
(kbpd)	1T 2018	1T 2017	Cambio %
Liviano	65.6	67.1	(2.2%)
Medio	174.7	173.4	0.7%
Pesado	337.6	349.3	(3.3%)
Total	577.9	589.8	(2.0%)

Tabla 3: Producción Neta* - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D
(kbped)	1T 2018	1T 2017	Cambio %
Crudo	494.1	498.3	(0.8%)
Gas Natural***	104.0	104.5	(0.5%)
Total	598.1	602.8	(0.8%)

Tabla 4: Estado de Ganancias o Pérdidas- Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C
Miles de millones (COP)	1T 2018	1T 2017
Ingresos		
Nacionales	7,570	6,731
Exterior	7,072	6,640
Total Ingresos	14,642	13,371
Costo de Ventas		
Depreciación, amortización y agotamiento	1,771	2,022
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,161	1,452
Depreciación fijo	610	570
Costos Variables:	5,200	5,401
Productos importados	2,672	3,529
Compras nacionales	2,157	1,693
Servicios de transporte de hidrocarburos	163	164
Variación de inventarios y otros	208	15
Costos Fijos:	1,875	1,723
Servicios contratados	598	515
Mantenimiento	413	453
Costos laborales	488	415
Otros	376	340
Total Costo de Ventas	8,846	9,146
Utilidad Bruta	5,796	4,225
Gastos Operacionales	616	926
Gastos de administración	545	899
Gastos de exploración y proyectos	71	27
(Recuperación) gasto por Impairment activos largo plazo	-	-
Utilidad Operacional	5,180	3,299
Resultado Financiero, Neto	(568)	(1,019)
Diferencia en cambio, neto	22	(449)
Intereses, neto	(489)	(535)
Ingresos (Gastos) financieros	(101)	(35)
Resultados de Participación en Compañías	85	31
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	4,697	2,311
Provisión Impuesto a las ganancias	(1,880)	(1,238)
Ganancia Neta Consolidada	2,817	1,073
Interés no controlante	(202)	(187)
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	2,615	886
EBITDA	7,149	5,813
Margen Ebitda	48.8%	43.5%



Tabla 5: Estado de Situación Financiera / Balance General – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
Miles de millones (COP)	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	7,866	7,946	(1.0%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	6,596	6,099	8.1%
Inventarios	4,929	4,601	7.1%
Activos por impuestos corrientes	556	625	(11.0%)
Otros activos financieros	4,417	2,968	48.8%
Otros activos	750	881	(14.9%)
	25,114	23,120	8.6%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	100	104	(3.8%)
Activos corrientes	25,214	23,224	8.6%
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,327	1,330	(0.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	747	777	(3.9%)
Propiedades, planta y equipo	59,140	61,360	(3.6%)
Recursos naturales y del medio ambiente	20,997	21,308	(1.5%)
Intangibles	361	380	(5.0%)
Activos por impuestos diferidos	4,825	5,346	(9.7%)
Otros activos financieros	4,357	3,566	22.2%
Otros activos no corrientes	1,602	1,602	0.0%
Total Activos No Corrientes	93,356	95,669	(2.4%)
Total Activos	118,570	118,893	(0.3%)
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	4,933	5,145	(4.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	9,954	6,968	42.9%
Provisiones por beneficios a empleados	1,869	1,830	2.1%
Pasivos por impuestos corrientes	2,823	2,006	40.7%
Provisiones y contingencias	562	559	0.5%
Otros pasivos corrientes	384	339	13.3%
	20,525	16,847	21.8%
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	-	-	0.0%
Total Pasivos Corrientes	20,525	16,847	21.8%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	36,026	38,403	(6.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	24	29	(17.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	6,705	6,502	3.1%
Pasivos por impuestos diferidos	826	813	1.6%
Provisiones y contingencias	6,115	5,979	2.3%
Otros pasivos no corrientes	518	539	(3.9%)
Total Pasivos No Corrientes	50,214	52,265	(3.9%)
Total Pasivos	70,739	69,112	2.4%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	46,193	47,899	(3.6%)
Interes no Controlante	1,638	1,882	(13.0%)
Total Patrimonio	47,831	49,781	(3.9%)
Total Pasivos y Patrimonio	118,570	118,893	(0.3%)



Tabla 6: Estado de Resultado Integrales – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C
Miles de Millones (COP)	1T 2018	1T 2017
Utilidad Consolidada	2,817	1,073
Elementos del otro Resultado Integral, Neto de Impuestos		
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	(1,813)	(763)
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	511	440
Coberturas inversión neta negocios en el extranjero	695	396
Mediciones de planes de beneficios definidos	(99)	81
Otros menores	13	(2)
Total otro Resultado Integral	(693)	152
Total Resultado Integral	2,124	1,225
Atribuible:		
A los accionistas	1,953	1,064
Participación no controladora	171	161
Total Resultado Integral	2,124	1,225

Tabla 7: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C
Miles de millones (COP)	1T 2018	1T 2017
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación:		
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	2,615	886
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:		
Participación de accionistas no controlantes	202	187
Cargo por impuesto a las ganancias	1,880	1,238
Depreciación, agotamiento y amortización	1,791	2,063
(Utilidad) Pérdida por diferencia en cambio	(22)	449
Costo financiero reconocido en resultados	782	824
Pozos secos	7	3
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	-	(15)
Impairment de activos de corto y largo plazo	(126)	57
Ganancia por valoración de activos financieros	(78)	147
Ganancia en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	12	-
Ganancia por venta de activos	-	-
(Ganancia) pérdida en resultados de compañías asociadas y negocios conjuntos	(85)	(31)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	125	134
Otros conceptos menores	(36)	-
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(1,411)	(813)
Impuesto de renta pagado	(983)	(674)
Efectivo Neto Generado por las Actividades de Operación	4,673	4,455
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión:		
Inversión en propiedad, planta y equipo	(444)	(284)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(748)	(377)
Adquisiciones de intangibles	(3)	(22)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	-	-
Venta (Compra) de otros activos financieros	(2,548)	(2,942)
Intereses recibidos	84	106
Dividendos recibidos	19	-
Ingresos por venta de activos	42	30
Efectivo Neto usado en Actividades de Inversión	(3,598)	(3,489)
Flujo de Efectivo en Actividades de Financiación:		
Captaciones (pagos) de préstamos	(75)	(92)
Pago de intereses	(593)	(713)
Dividendos pagados	(245)	(114)
Efectivo Neto usado en Actividades de Financiación	(913)	(919)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	(242)	(292)
Aumento (disminución) en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	(80)	(245)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	7,946	8,410
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	7,866	8,165



Tabla 8: Conciliación del EBITDA – Grupo Empresarial

	A	B	C
Miles de millones (COP)		1T 2018	1T 2017
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA			
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol		2,615	886
+ Depreciación, agotamiento y amortización		1,791	2,063
+/- Impairment de activos a largo plazo		(146)	4
- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas		12	-
+/- Resultado financiero, neto		568	1,019
+ Provisión impuesto a las ganancias		1,880	1,238
+ Otros Impuestos		227	416
+/- Interes no controlante		202	187
EBITDA Consolidado		7,149	5,813

Tabla 9: Conciliación del EBITDA por Segmento (1T 2018)

A	B	C	D	E	F
Miles de millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1,540	304	771	-	2,615
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,199	312	280	-	1,791
+/- Impairment activos a largo plazo	(73)	(73)	-	-	(146)
- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	12	-	-	-	12
+/- Resultado financiero, neto	589	(293)	272	-	568
+ Provisión impuesto a las ganancias	967	275	638	-	1,880
+ Otros impuestos	83	118	26	-	227
+/- Interes no controlante	-	-	202	-	202
EBITDA Consolidado	4,317	643	2,189	-	7,149

Tabla 10: Conciliación del EBITDA por Segmento (1T 2017)

A	B	C	D	E	F
Miles de millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	429	(215)	673	(1)	886
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,493	295	275	-	2,063
+/- Impairment activos a largo plazo	1	3	-	-	4
- Ganancia en adquisición de participación en operaciones	-	-	-	-	-
+/- Resultado financiero, neto	730	240	49	-	1,019
+ Provisión impuesto a las ganancias	468	110	660	-	1,238
+ Otros impuestos	200	125	91	-	416
+/- Interes no controlante	-	-	187	-	187
EBITDA Consolidado	3,321	558	1,935	(1)	5,813

Tabla 11: Deuda de largo plazo – Grupo Empresarial Ecopetrol*

A	B	C	D
Compañía	Moneda Extranjera (USD)	Moneda Local (COP**)	Total
Ecopetrol	11,939	1,150	13,089
Bicentenario	-	478	478
ODL	-	207	207
Bioenergy	-	161	161
Ocensa	500	-	500
Total	12,439	1,996	14,435

*Valor nominal de la deuda a 31 de marzo de 2018, sin incluir causación de intereses.

**Cifras expresadas en millones de dólares equivalentes con la TRM al 31 de marzo de 2018.



IV. Anexos: Resultados de Ecopetrol S.A y principales Compañías Subordinadas.

A continuación se presentan los Estados de Resultados y Estados de Situación Financiera de Ecopetrol S.A. (casa matriz) y las empresas Subordinadas más representativas de cada segmento.

1. Ecopetrol S.A:

Tabla 12: Estado de Resultados

A	B	C
Miles de millones (COP)	1T 2018	1T 2017
Ventas locales	7,230	5,618
Ventas al exterior	5,512	5,082
Ventas totales	12,742	10,700
Costos variables	6,653	6,146
Costos fijos	2,478	2,060
Costo de ventas	9,131	8,206
Utilidad bruta	3,611	2,494
Gastos operativos	383	575
Utilidad operacional	3,228	1,919
Ingresos (gastos) financieros	(342)	(926)
Participación en resultados de compañías	850	370
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	3,736	1,363
Impuesto a las ganancias	(1,121)	(477)
Utilidad neta	2,615	886
EBITDA	4,486	3,590
Margen EBITDA	35.2%	33.5%



Tabla 13: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C	D
Miles de millones (COP)	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,098	4,357	(5.9%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	9,550	6,158	55.1%
Inventarios	3,510	3,232	8.6%
Activos por impuestos corrientes	424	399	6.3%
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	
Otros activos financieros	5,869	5,196	13.0%
Otros activos	701	777	(9.8%)
	24,152	20,119	20.0%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	23	23	0.0%
Activos corrientes	24,175	20,142	20.0%
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	38,750	42,709	(9.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	676	698	(3.2%)
Propiedades, planta y equipo	19,896	19,961	(0.3%)
Recursos naturales y del medio ambiente	17,107	17,080	0.2%
Intangibles	228	242	(5.8%)
Activos por impuestos diferidos	2,400	2,857	(16.0%)
Otros activos financieros	3,863	3,054	26.5%
Otros activos no corrientes	808	806	0.2%
Total Activos No Corrientes	83,728	87,407	(4.2%)
Total Activos	107,903	107,549	0.3%
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	4,009	4,296	(6.7%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	9,467	6,177	53.3%
Provisiones por beneficios a empleados	1,822	1,788	1.9%
Pasivos por impuestos corrientes	1,386	540	156.7%
Provisiones y contingencias	331	343	(3.5%)
Otros pasivos corrientes	283	203	39.4%
Total Pasivos Corrientes	17,298	13,347	29.6%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	32,611	34,844	(6.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	0
Provisiones por beneficios a empleados	6,705	6,502	3.1%
Pasivos por impuestos diferidos	145	148	(2.0%)
Provisiones y contingencias	4,939	4,795	3.0%
Otros pasivos no corrientes	13	14	(7.1%)
Total Pasivos No Corrientes	44,413	46,303	(4.1%)
Total Pasivos	61,711	59,650	3.5%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	46,192	47,899	(3.6%)
Total Patrimonio	46,192	47,899	(3.6%)
Total Pasivos y Patrimonio	107,903	107,549	0.3%



2. Principales empresas que consolidan en el Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 14: Essentia (Propilco) - volúmenes de venta

A	B	C
Ventas (toneladas)	1T 2018	1T 2017
Polipropileno	104,473	108,523
Masterbatch	7,649	6,128
Polietileno	7,034	7,734
Total	119,156	122,385

Tabla 15: Refinería de Cartagena - volúmenes de venta

A	B	C
Ventas (kbped)	1T 2018	1T 2017
Local	89.9	56.2
Exportación	61.2	73.2
Total	151.1	129.4



Tabla 16: Estado de Ganancias o Pérdidas

A	B		C		F		G		J		K		N		O		R		S	
	HOCOL		AMERICA INC		PROPILCO		REFICAR		CENIT											
Miles de millones (COP)	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017	1T 2018	1T 2017
Ventas	309	297	185	123	517	468	2,705	1,860	1,078	1,015										
Costos variables	102	121	129	161	445	369	2,385	1,593	83	50										
Costos fijos	71	78	47	30	28	29	284	288	341	388										
Costo de Ventas	173	199	176	191	473	398	2,669	1,881	424	438										
Utilidad (Perdida) Bruta	136	98	9	(68)	44	70	36	(21)	654	577										
Gastos operativos	45	19	27	22	43	39	121	200	(21)	79										
Utilidad (Perdida) Operacional	91	79	(18)	(90)	1	31	(85)	(221)	675	498										
Ingresos (Gastos) financieros	(7)	-	(3)	(3)	6	1	(23)	(123)	(169)	(17)										
Participación en resultados de compañías	15	12	-	-	31	30	-	-	428	414										
Utilidad (Perdida) antes de Impuesto a las Ganancias	99	91	(21)	(93)	38	62	(108)	(344)	934	895										
Impuesto a las ganancias	(54)	(51)	-	-	(3)	(20)	(31)	9	(190)	(208)										
Utilidad (Perdida) Neta	45	40	(21)	(93)	35	42	(139)	(335)	744	687										
EBITDA	201	187	123	72	15	47	131	1	813	664										
Margen EBITDA	65.0%	63.0%	66.5%	58.9%	2.8%	10.0%	4.8%	0.1%	75.4%	65.4%										

Tabla 17: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	HOCOL		AMERICA INC		PROPILCO		REFICAR		CENIT											
Miles de Millones (COP)	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017	Marzo 31, 2018	Diciembre 31, 2017
Activos Corrientes	567	701	345	350	939	936	2,451	2,821	4,009	2,741										
Activos no Corrientes	2,038	2,210	2,765	3,122	850	993	22,431	23,973	12,110	12,796										
Total Activos	2,605	2,911	3,110	3,472	1,789	1,929	24,882	26,794	16,119	15,537										
Pasivos Corrientes	611	896	201	226	412	311	2,148	2,602	3,831	910										
Pasivos no Corrientes	322	323	167	281	90	96	5,789	6,087	533	554										
Total Pasivos	933	1,219	368	507	502	407	7,937	8,689	4,364	1,464										
Patrimonio	1,672	1,692	2,742	2,965	1,287	1,522	16,945	18,105	11,755	14,073										
Total Pasivo y Patrimonio	2,605	2,911	3,110	3,472	1,789	1,929	24,882	26,794	16,119	15,537										