



Grupo Empresarial Ecopetrol presenta sus resultados para el cuarto trimestre y el acumulado del año 2017

- La utilidad neta de 2017 ascendió a COP 6.6 billones, la más alta de los últimos cuatro años¹ y 16% mayor que la registrada en 2014, con un precio Brent 45% menor. (2014 a ~USD 100/bl vs 2017 a ~USD 55/bl).
- El Ebitda del Grupo Empresarial resultó en COP 23.1 billones, superior en un 28% con relación al año anterior. La generación de caja operativa aumentó COP 2.7 billones frente a 2016 y COP 5.3 billones frente a 2015 cuando se registró el mismo precio Brent promedio que en 2017.
- Las reservas probadas de 2017 ascienden a 1,659 millones de barriles equivalentes, la vida media se incrementó a 7.1 años y el índice de reposición de reservas fue 126%, el más alto de los últimos tres años.
- La producción promedio del Grupo Ecopetrol en 2017 ascendió a 715 kbped, cumpliendo la meta aún con desafíos operacionales y de entorno.
- La gestión comercial y el mejor entorno de precios permitieron que la canasta de crudos se fortaleciera USD 2.5/bl frente a 2016 lo que significó ingresos adicionales por COP 1.2 billones. Por su parte, la canasta de productos mejoró USD 2.9/bl generando ingresos adicionales por COP 1.3 billones.
- Durante 2017 se realizó con éxito la prueba global de desempeño de la nueva Refinería de Cartagena. Reficar alcanzó Ebitda y utilidad neta positivos en 2017, marcando el inicio de generación positiva de caja, a tan sólo 6 meses de que las 34 unidades entraran en operación estable.
- En el año 2017 se alcanzó la carga promedio más alta en la historia de la refinación de Colombia: 346 mil barriles por día, gracias a la operación estable de las dos refinerías.
- La deuda nominal del Grupo Ecopetrol se redujo en aproximadamente COP 9.0 billones (USD 2.9 billones) entre 2016 y 2017, fortaleciendo la estructura de capital y manteniendo una sólida posición de caja de COP 14.5 billones. La Deuda Bruta/Ebitda se ubicó en 1.9 veces en 2017 frente a 2.9 veces al cierre de 2016.


42%
Margen EBITDA

14.5 Bn
**Caja cierre 2017
(COP)**

715 KBPED
Producción anual

1.1 MMBD
**Volumen
Transportado**

12.5 USD/Bl
**Margen Reficar
cuarto trimestre**

¹ Comparación realizada con los resultados financieros reportados bajo NIIF - Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas en Colombia en 2015, con periodo de transición 1° de enero del 2014.



Bogotá, febrero 27 de 2018. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el cuarto trimestre y el acumulado de 2017, 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	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	Cambio \$	Cambio %	2017	2016	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales	15,363	13,313	2,050	15.4%	55,210	47,732	7,478	15.7%
Utilidad Operacional	5,615	1,633	3,982	243.8%	15,505	8,253	7,252	87.9%
Ganancia Neta Consolidada	3,623	358	3,265	912.0%	7,402	2,404	4,998	207.9%
Interés No Controlado	(196)	(172)	(24)	14.0%	(782)	(839)	57	(6.8%)
Ganancia atribuible a los accionistas Ecopetrol	3,427	186	3,241	1,742.5%	6,620	1,565	5,055	323.0%
EBITDA	5,778	4,474	1,304	29.1%	23,075	18,018	5,057	28.1%
Margen EBITDA	37.6%	33.6%			41.8%	37.7%		

Las cifras incluidas en este reporte fueron tomadas de los Estados Financieros auditados y sirvieron de base para el cálculo de algunos indicadores como el Ebitda. La información financiera se encuentra expresada en miles de millones de pesos (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.

En opinión del presidente de Ecopetrol S.A., Felipe Bayón Pardo:

“2017 fue un año de grandes logros operativos y financieros para Ecopetrol. Hoy somos una empresa más eficiente y disciplinada, demostramos nuestra capacidad técnica y resiliencia al haber salido fortalecidos de la crisis de precios bajos del petróleo.

Estamos preparados para aprovechar las oportunidades que se presenten, la disciplina que hemos consolidado junto con un entorno de precios más favorable, nos permitirá posicionarnos mejor para crecer nuestra operación de forma rentable y segura.

En 2017 continuamos enfocados en buscar la excelencia y seguridad en todas nuestras operaciones, el cumplimiento de la meta de producción y un mejor balance de reservas, pilares fundamentales para el crecimiento de la Compañía. La asignación rigurosa de recursos de inversión, una sólida posición de caja e indicadores financieros, un menor apalancamiento, una calificación sostenida en grado de inversión y la culminación exitosa de grandes proyectos en cada uno de nuestros segmentos, fueron claves en los resultados obtenidos.

Estamos viviendo con éxito el “crecimiento rentable” de Ecopetrol. La utilidad neta de 2017 ascendió a 6.6 billones de pesos, la más alta de los últimos cuatro años y un 16% mayor que la utilidad de 2014, incluso con un precio Brent 45% menor. El EBITDA y el margen EBITDA alcanzaron niveles de 23 billones de pesos y 42%, respectivamente; el margen EBITDA tuvo un incremento de 4 puntos porcentuales frente a 2016, y es uno de los más altos de la industria mundial de petróleo y gas. Para el año el precio de equilibrio de caja se ubicó en 40 dólares por barril.

Cerramos el año con una sólida posición de caja de 14.5 billones de pesos (aproximadamente 4.8 billones de dólares), lo que habilita oportunidades de crecimiento inorgánico a futuro. La posición de liquidez del año nos permitió prepagar deuda por 2.4 billones de dólares lo cual se reflejó en una reducción del 17% de la deuda nominal del Grupo Ecopetrol, fortaleciendo su estructura de capital. Nuestro indicador Deuda Bruta/EBITDA se ubicó en 1.9 veces para 2017 versus 2.9 veces en 2016.



La inversión total de 2017 ascendió a 2.2 billones de dólares, enfocando el 80% en el segmento de Exploración y Producción, en línea con lo propuesto en nuestro Plan de Negocios 2020. Es importante resaltar que a pesar de unas menores inversiones durante el año, la empresa cumplió sus metas operacionales.

Estamos satisfechos con los resultados alcanzados con nuestra certificación de reservas 2017, los cuales muestran un cambio de tendencia. Las reservas probadas ascienden a 1,659 millones de barriles equivalentes, la vida media se incrementó a 7.1 años y el índice de reposición de reservas fue 126%, el más alto de los últimos tres años. Este resultado se vio ampliamente apalancado por el éxito de nuestro programa de incremento de factor de recobro y el desarrollo constante de nuestros campos.

Como resultado de la proactiva gestión comercial y la escasez de crudo pesado a nivel global se logró disminuir el diferencial de la canasta de crudo en 2.5 dólares por barril, ubicándose en -6.9 dólares por barril, un 27% mejor que el registrado en 2016. Gracias a este avance se generaron ingresos adicionales para Ecopetrol por 1.2 billones de pesos. Por su parte, durante 2017 se consolidó la comercializadora de energía.

La Compañía cumplió la meta de producción para 2017, ubicándose en 715 mil barriles de petróleo equivalente por día. Esto incluso con algunos eventos operacionales y dificultades de orden público, especialmente en el Oleoducto Caño Limón Coveñas. Un importante logro operacional del año fue mantener una operación estable con la bidireccionalidad del Oleoducto Bicentenario y poder evacuar todos nuestros crudos pesados por un mismo corredor. En 2017 se perforaron cerca de 500 pozos de desarrollo lo cual refleja un aumento importante de actividad frente a 2016.

El programa de recobro tuvo resultados sobresalientes y continúa su maduración hacia una fase de expansión para aquellos pilotos que han terminado exitosamente su etapa de análisis. El objetivo del programa de recobro es expandir tecnologías de recobro mejorado a la producción de otros campos. Un ejemplo importante es el caso de Chichimene, uno de nuestros principales campos, el cual inició la maduración de la expansión de la tecnología de inyección agua de en todo el campo, a partir de los buenos resultados obtenidos en el piloto.

El 2017 fue un año de intensa actividad exploratoria, trabajamos arduamente para construir las bases del crecimiento futuro de la Compañía. Terminamos el año con una cifra de 21 pozos perforados. Con este despliegue de actividad logramos incorporar más de 250 millones de barriles equivalentes en recursos contingentes, apalancando el incremento futuro de reservas del Grupo Empresarial.

Es importante destacar la experiencia adquirida con la perforación del pozo Molusco-1, el primer pozo offshore operado por Ecopetrol. Este pozo finalizó cumpliendo los planes previstos y sin incidentes de tipo técnico, ambiental y operacional. Con este proyecto, Ecopetrol adquiere experiencia para explorar en el offshore siguiendo los más altos estándares HSE de la industria.

En línea con la estrategia de crecimiento y aumento de actividad internacional, se logró la adjudicación de nuevos bloques exploratorios en México (bloques 6 y 8) y Estados Unidos (Garden Banks 77, 78, 121 y 122 en el Golfo de México -USA). Por su parte, se adquirió una participación adicional en el bloque K2 (Golfo de México), lo cual aportó al balance de reservas y producción de 2017.

En el segmento de transporte se destaca el transporte crudo pesado con una viscosidad superior a 600 centistokes (cst – medida de viscosidad) de manera estable, logrando disminuir los requerimientos de dilución. A finales de 2017 se completó el sistema San Fernando - Monterrey, siendo la infraestructura más importante en la Orinoquía y ofreciendo una mayor capacidad de transporte de crudos pesados.

En refinación logramos importantes hitos operativos que le aportan gran valor al Grupo Empresarial. Es de resaltar que la nueva Refinería de Cartagena, en su segundo año de operación, está generando Utilidad Neta y Ebitda positivo, marcando un cambio de tendencia importante de las cifras financieras. Este importante activo, de todos los colombianos, está demostrando por qué es catalogado como la Refinería más moderna de América Latina.

La nueva Refinería de Cartagena finalizó su etapa de estabilización en diciembre de 2017 con el completamiento de la prueba global de desempeño alcanzando una carga sostenida de 144 mil barriles por día, equivalente al 96%



de su capacidad, durante 60 días y un margen de refinación de 12.5 dólares por barril durante el cuarto trimestre. Este hito, da inicio a la fase de optimización de operaciones.

La refinería de Barrancabermeja se consolida con una operación rentable y eficiente, con un margen de refinación promedio de 13.5 dólares por barril para el 2017. Durante el año se culminó la ejecución del proyecto Bioenergy y se alcanzaron varios hitos desde el punto de vista técnico y operativo.

Es importante destacar que en el mes de diciembre alcanzamos un récord histórico de carga de refinación de 393 mil barriles en un día específico del mes. Estos logros se alcanzaron al tener las dos refinерías funcionando de manera estable y óptima al mismo tiempo.

El programa de transformación sigue siendo parte fundamental de nuestro crecimiento. Durante 2017 se alcanzaron eficiencias operativas por 2.6 billones de pesos versus una meta de 750 mil millones de pesos planteada inicialmente. Las principales palancas de eficiencia en 2017 fueron energía, manejo de crudos pesados, diferencial de venta, optimizaciones en el segmento de refinación y el manejo de agua.

En Seguridad de Procesos se presentó el mejor resultado de los últimos 9 años al tener un indicador de Incidentes de Seguridad de Procesos Nivel 1 en 5 incidentes, lo que representa una disminución del 17% respecto a los años 2015 y 2016. Este resultado está apalancado principalmente en la implementación de prácticas seguras y el fortalecimiento del liderazgo en este tema por parte de los niveles gerenciales.

Con el objetivo de alinear nuestras prácticas con el estándar mundial, Ecopetrol S.A. obtuvo la certificación OHSAS 18001 (Seguridad y Salud en el Trabajo) y la certificación ISO 14001 (Gestión Ambiental), permitiéndole ratificar altos estándares en HSE y ampliar su competitividad en el mercado.

El año 2018 viene con retos importantes para Ecopetrol. Incrementar nuestra producción en un rango entre 715 y 725 mil barriles de petróleo equivalente por día, mantener la excelencia operativa y seguridad en nuestras operaciones, y sólidas métricas financieras, son nuestra prioridad. En el 2018 se contemplan inversiones entre 3.5 y 4.0 billones de dólares con un marcado foco en Exploración y Producción que representarán 85% del plan.

En el segmento de Exploración y Producción se destaca la perforación de más de 620 pozos de desarrollo, al menos 12 pozos exploratorios, el uso de 28 taladros de perforación y la adquisición de más de 41 mil kilómetros de sísmica 2D y 3D. Así mismo, se prevé desarrollo de actividades en cerca de 20 proyectos piloto para la implementación de tecnologías de recobro mejorado.

En el segmento de refinación los esfuerzos están enfocados en optimizar la operación de la nueva Refinería de Cartagena, esperamos un Ebitda de al menos 500 mil millones de pesos y un margen de refinación de dos dígitos. La Compañía logrará un hito en productos refinados, con sus dos refinерías procesando entre 350 y 375 mil barriles por día.

Como parte del proceso de actualización de la estrategia de Responsabilidad Corporativa, en diciembre de 2017 se creó la Gerencia de Responsabilidad Corporativa. El propósito es identificar, adoptar y facilitar la incorporación de iniciativas que apalanquen el logro de los objetivos de negocio y aseguren el posicionamiento de Ecopetrol como una organización que se comporta responsablemente con sus grupos de interés.

La prioridad del Grupo Ecopetrol en 2018 continuará siendo la excelencia operacional, el compromiso con la ética y la transparencia, la seguridad como pilar de sus operaciones, el cuidado de sus trabajadores, la protección del medio ambiente y el crecimiento conjunto con las comunidades en un marco de prosperidad compartida y operaciones seguras.”



I. Resultados Financieros y Operativos Grupo Empresarial Ecopetrol

El Grupo Empresarial Ecopetrol obtuvo en el 2017 una utilidad neta de COP 6.6 billones y un Ebitda de COP 23.1 billones con un Brent promedio de UDS 55/bl, alcanzando resultados mejores a los obtenidos en el año 2014 cuando el precio del Brent era cercano a los USD 100/bl. Así mismo, la liquidez de la Compañía se mantuvo sólida y el apalancamiento se redujo considerablemente frente a años anteriores con una mejora significativa en el indicador Deuda Bruta/Ebitda que se ubicó en 1.9 veces al cierre de 2017 frente a 2.9 veces en 2016, consolidando una robusta posición financiera del Grupo.

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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	Cambio \$	Cambio %	2017	2016	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	7,902	6,550	1,352	20.6%	28,236	24,745	3,491	14.1%
Ventas al Exterior	7,461	6,763	698	10.3%	26,974	22,987	3,987	17.3%
Ventas Totales	15,363	13,313	2,050	15.4%	55,210	47,732	7,478	15.7%
Depreciación y Amortización	1,810	1,873	(63)	(3.4%)	8,117	7,370	747	10.1%
Costos Variables	5,500	5,573	(73)	(1.3%)	20,803	19,626	1,177	6.0%
Costos Fijos	2,435	2,259	176	7.8%	7,973	7,240	733	10.1%
Costo de Ventas	9,745	9,705	40	0.4%	36,893	34,236	2,657	7.8%
Utilidad Bruta	5,618	3,608	2,010	55.7%	18,317	13,496	4,821	35.7%
Gastos Operativos	1,402	1,193	209	17.5%	4,185	4,401	(216)	(4.9%)
(Recuperación) gasto por Impairment activos largo plazo	(1,399)	782	(2,181)	(278.9%)	(1,373)	842	(2,215)	(263.1%)
Utilidad Operacional	5,615	1,633	3,982	243.8%	15,505	8,253	7,252	87.9%
Ingresos (Gastos) Financieros	(538)	221	(759)	(343.4%)	(2,501)	(1,183)	(1,318)	111.4%
Participación en Resultados de Compañías	(25)	(24)	(1)	4.2%	33	(10)	43	(430.0%)
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	5,052	1,830	3,222	176.1%	13,037	7,060	5,977	84.7%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,429)	(1,472)	43	(2.9%)	(5,635)	(4,656)	(979)	21.0%
Ganancia Neta Consolidada	3,623	358	3,265	912.0%	7,402	2,404	4,998	207.9%
Interés no Controlante	(196)	(172)	(24)	14.0%	(782)	(839)	57	(6.8%)
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	3,427	186	3,241	1742.5%	6,620	1,565	5,055	323.0%
EBITDA	5,778	4,474	1,304	29.1%	23,075	18,018	5,057	28.1%
Margen EBITDA	37.6%	33.6%			41.8%	37.7%		

1. Ingresos por ventas

El aumento de los ingresos por ventas en el cuarto trimestre versus el mismo periodo de 2016 se presenta como resultado combinado de:

- Mayor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos +USD 12/bl (+COP 2.82 billones), principalmente por la mejora en el diferencial de crudos de exportación y el comportamiento de los precios de referencia del crudo Brent (USD 62/bl en 4T17 vs USD 51/bl en 4T16).
- Disminución en la tasa de cambio promedio de los ingresos recibidos, que pasó de COP 3,027/USD (4T 2016) a COP 2,989/USD (4T 2017), impactando negativamente los ingresos totales (-COP 150 mil millones).
- Menor volumen de ventas (-COP 774 mil millones).
- Mayor ingreso por servicios (+COP 156 mil millones).

Los ingresos acumulados al cierre de 2017 presentaron un incremento de 16% con relación a 2016, principalmente asociado al incremento del precio Brent (+COP 11 billones), compensado con una disminución en el efecto volumen de -45 kbped (-COP 1.9 Billones). Este efecto se debe analizar en conjunto con la disminución en las compras, principalmente de diésel y gasolina (-39 kbped), que generaron un beneficio en el margen bruto de COP 0.4 billones gracias a la estrategia de venta de productos de Reficar en el mercado interno, teniendo en cuenta el avance en la estabilización de su operación y a la mejor realización de fuel oil en corrientes alternativas procesadas.



Tabla 3: Ventas Volumétricas - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Volumen de Venta Local - kbped	4T 2017	4T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
Crudo	19.5	13.3	46.6%	18.2	14.4	26.4%
Gas Natural	75.5	73.3	3.0%	73.9	75.3	(1.9%)
Gasolinas	114.1	110.5	3.3%	110.7	108.3	2.2%
Destilados Medios	146.9	146.6	0.2%	146.4	142.6	2.7%
GLP y Propano	17.3	16.4	5.5%	17.1	16.5	3.6%
Combustóleo	7.3	7.2	1.4%	8.5	6.4	32.8%
Industriales y Petroquímicos	19.9	19.2	3.6%	18.9	19.2	(1.6%)
Total Venta Local	400.5	386.5	3.6%	393.7	382.7	2.9%
Volumen de Exportación - kbped	4T 2017	4T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
Crudo	386.1	442.4	(12.7%)	416.3	435.3	(4.4%)
Productos	105.7	127.6	(17.2%)	105.5	142.0	(25.7%)
Gas Natural	2.0	4.1	(51.2%)	1.7	2.5	(32.0%)
Total Venta de Exportación	493.8	574.1	(14.0%)	523.5	579.8	(9.7%)
Total Volumen Vendido	894.3	960.6	(6.9%)	917.2	962.5	(4.7%)

Mercado en Colombia (43% de las ventas en 2017): Incremento del 2.9% de las ventas versus el acumulado año 2016 debido principalmente a:

- Mayor venta nacional de crudo a terceros, debido al manejo de la contingencia en el oleoducto Caño Limón Coveñas.
- Mayores ventas de diésel por mayor consumo del sector minero y reactivación de servicios petroleros.
- Mayores ventas de combustóleo dados los nuevos contratos de venta por flota fluvial maximizando la utilización del muelle en la refinería de Barrancabermeja.
- Mayores ventas de gasolina por la reducción temporal del 2% en el porcentaje de mezcla con etanol debido a limitaciones en la producción a nivel nacional.

Mercado internacional (57% de las ventas en 2017): Disminución del 9.7% frente al año 2016. La variación se debe principalmente a:

- Menor exportación de productos:
 - a) Menores exportaciones (-11 kbd) de diésel dada una estrategia comercial enfocada en destinar más volúmenes al mercado doméstico para satisfacer la demanda local y sustituir importaciones.
 - b) Menores exportaciones de fuel oil por reducción de su producción en la refinería de Barrancabermeja gracias a mejor realización de las corrientes alternativas procesadas (-27 kbd) y por la estabilización de la unidad de coker en la Refinería de Cartagena (-9 kbd), que permitieron mayor producción de refinados medios frente a menor producción de fuel oil.
- Menores exportaciones de crudo por uso de crudo nacionales (sustitución de importaciones) para suministro a la Refinería de Cartagena.



Tabla 4: Destinos de Exportación - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Crudos (kbped)	4T 2017	4T 2016	% Part.	2017	2016	% Part.
Asia	120.6	71.2	31.2%	105.6	64.8	25.4%
Costa del Golfo EE.UU.	167.8	137.8	43.5%	141.1	169.7	33.9%
Costa Oeste EE.UU.	34.7	53.4	9.0%	50.6	42.8	12.1%
Costa Este EE.UU.	0.0	27.4	0.0%	10.1	28.0	2.4%
Europa	6.8	32.1	1.8%	20.5	52.3	4.9%
América Central / Caribe	42.8	90.4	11.1%	71.2	57.8	17.1%
América del Sur	5.9	11.9	1.5%	2.8	7.9	0.7%
Otros	7.4	18.2	1.9%	14.5	12.0	3.5%
Total	386.1	442.4	100.0%	416.3	435.3	100.0%
Productos (kbped)	4T 2017	4T 2016	% Part.	2017	2016	% Part.
Asia	23.0	10.4	21.8%	19.3	13.8	18.3%
Costa del Golfo EE.UU.	13.8	13.3	13.1%	13.6	21.9	12.9%
Costa Oeste EE.UU.	2.2	10.0	2.1%	2.5	2.5	2.4%
Costa Este EE.UU.	29.8	27.5	28.2%	17.8	33.1	16.8%
Europa	0.0	3.6	0.0%	3.0	15.1	2.9%
América Central / Caribe	28.3	49.1	26.8%	39.4	41.5	37.3%
América del Sur	8.5	11.9	8.0%	9.8	7.9	9.2%
Otros	0.0	1.8	0.0%	0.2	6.2	0.2%
Total	105.7	127.6	100.0%	105.5	142.0	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 2017, la Costa del Golfo de EEUU fue el principal destino de exportación de crudos ante una mayor actividad de refinación en dicho mercado asociada a la fortaleza en cracks de diésel y gasolina. Las exportaciones a Asia aumentaron su participación en un 11% soportada por aumento de las importaciones de China como consecuencia de la mayor demanda de refinadores independientes.

Productos: El principal destino de exportación de productos durante 2017 fue América Central y el Caribe por ventas de diésel de ultra bajo azufre (ULSD) y por tratarse de puntos intermedios de almacenamiento de fuel oil para destinos como Asia. El segundo destino fue Asia que aumentó su participación en 8.6% teniendo en cuenta los mejores precios de fuel oil en ese mercado por menores exportaciones de Europa. La menor disponibilidad de diésel de alto azufre (HSD) se ha reflejado en una reducción de exportaciones hacia África y Europa.

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

A	B	C	D	E	F	G
USD/BI	4T 2017	4T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
Brent	61.5	51.1	20.4%	54.7	45.1	21.3%
Canasta Crudo vs Brent	(6.4)	(9.2)	(30.4%)	(6.9)	(9.4)	(26.6%)
Canasta Productos vs Brent	7.7	5.9	30.5%	7.9	5.0	58.0%

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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
USD/BI	4T 2017	4T 2016	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 4T 2017	2017	2016	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 2017
Canasta de venta de Crudos	55.1	41.9	31.5%	405.6	47.8	35.7	33.9%	434.5
Canasta de venta de Productos	69.2	57.0	21.4%	411.2	62.7	50.1	25.1%	407.1
Canasta de venta de Gas	21.8	21.9	(0.5%)	77.5	22.7	23.5	(3.4%)	75.6
				894.3				917.2



Crudos: Durante 2017, Ecopetrol obtuvo mejores diferenciales versus Brent en la venta de sus crudos pesados e intermedios. La canasta de venta de crudos versus Brent se fortaleció en USD 2.5/bl frente al resultado obtenido en 2016. 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, iii) mayores importaciones de China, iv) fortalecimiento de crudos pesados por recortes de producción de crudos intermedios y pesados de los países OPEP y v) mayor disponibilidad de crudos livianos debido a incremento de producción en Estados Unidos.

Productos: El diferencial de la canasta de productos versus Brent mostró un fortalecimiento de USD 2.9/bl frente al resultado obtenido en 2016. Este comportamiento fue el resultado de: i) una mejor canasta al pasar de exportar diésel de alto y bajo azufre (HSD Y LSD) a diésel de ultra bajo azufre (ULSD), ii) efecto de los huracanes que fortalecieron los productos ligeros y destilados al reducir la oferta de refinerías en la Costa del Golfo de los Estados Unidos que tuvieron cierres temporales y iii) mejora del precio del fuel oil ante un incremento de la demanda en Singapur, problemas en refinerías de México y la reducción de oferta en Rusia por migración a capacidad de refinación de alta conversión que se ha observado en lo corrido del año.

Gas Natural: Se presenta una reducción del precio (3.4 %) en comparación con el año 2016 debido a la ausencia del Fenómeno del Niño 2017, lo que redujo la generación térmica a gas, y menores precios en las ventas incrementales de gas.

2. Costo de ventas

Depreciación y amortización: Disminución en el 4T 2017 frente al 4T 2016 principalmente por:

- a) Efecto de la incorporación de reservas en 2017.
- b) Compensado con mayor depreciación en las filiales de transporte por la mayor capitalización de mantenimientos.

Costos variables: Disminución principalmente en el 4T 2017 frente al 4T 2016 en los siguientes aspectos:

- a) Menor costo en compras de crudo, gas y productos (-COP 272 mil millones), el efecto neto de:
 - Disminución del volumen comprado (-COP 1.20 billones): i) menor importación de combustibles, especialmente diésel y gasolinas (-COP 743 mil millones, -43 kbped) debido a la sustitución por productos producidos por la Refinería de Cartagena, ii) menor importación de crudo (-COP 422 mil millones, 33 kbped) para carga en Refinería de Cartagena por la sustitución con crudos locales producidos en Ecopetrol, iii) menor consumo de diluyente por estrategia de comercialización de crudos de alta viscosidad y codilución con GLP (-COP 150 mil millones, 11 kbped) y iv) variaciones en compras nacionales y productos (+COP 117 mil millones) .
 - Incremento del precio promedio de compras nacionales e importaciones y productos (+COP 1.0 billón)
 - Disminución de la tasa de cambio promedio de las compras (-COP 85 mil millones) que pasó de COP 3,024/USD (4T 2016) a COP 2,984/USD (4T 2017).
- b) Mayor costo por variación de inventarios (+COP 247 mil millones) debido al consumo de los inventarios acumulados al cierre del 3T 2017 por la temporada de huracanes en Estados Unidos y al aumento de los costos unitarios asociado al incremento del precio Brent en las compras de crudos y productos.
- c) Disminución en otros costos (-COP 48 mil millones).



Tabla 7: Compras Locales e Importaciones – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Compras Locales (kbped)	4T 2017	4T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
Crudo	158.5	155.5	1.9%	156.1	159.3	(2.0%)
Gas	3.5	2.7	29.6%	3.1	2.2	40.9%
Productos Refinados	2.9	3.9	(25.6%)	2.9	4.7	(38.3%)
Diluyente	0.3	2.1	(85.7%)	0.9	0.7	28.6%
Total	165.2	164.2	0.6%	163.0	166.9	(2.3%)
Importaciones (kbped)	4T 2017	4T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
Crudo	41.6	73.9	(43.7%)	68.0	60.1	13.1%
Productos Refinados	48.5	89.2	(45.6%)	62.7	101.5	(38.2%)
Diluyente	50.3	61.2	(17.8%)	52.0	56.6	(8.1%)
Total	140.4	224.3	(37.4%)	182.7	218.2	(16.3%)

Costos fijos: Incremento en el 4T 2017 frente al 4T 2016 principalmente por:

- Incremento de costos para reposición de inventario de clientes producto de pérdidas ocasionadas en el sistema de transporte.
- Aumento en los costos de transporte por carrotanques debido al incremento de rutas para transporte de nafta principalmente en Casanare y de transporte fluvial por mayor navegabilidad por el río Magdalena.

3. Gastos operativos

Los gastos operativos del trimestre aumentaron principalmente por reconocimiento en el gasto de actividad exploratoria (+COP 620 mil millones) en los pozos Kronos-1, Parmer-1, Lunera-1, Brama-1, Molusco-1, Godric, Dumbo y Pollera; compensado parcialmente por la ganancia contable generada en la valoración a valor razonable de la adquisición del 11.6% de interés adicional en el campo K2 en el Golfo de México (COP 451 mil millones). Esta utilidad se presenta principalmente porque el precio de la transacción fue fijado antes de la fecha de cierre de la misma y el valor razonable de los activos adquiridos aumentó durante el período intermedio.

En contraste, los gastos operativos acumulados de 2017 son menores al mismo periodo del año anterior principalmente por la disminución en la tarifa del impuesto a la riqueza, la venta de campos menores de la ronda 2016 y la ganancia en aumento de participación en el campo K2 indicada en el párrafo anterior.

Impairment de activos a largo plazo

En el último trimestre de 2017, se presentaron reversiones del gasto por impairment reconocido en años anteriores por COP 1.4 billones antes de impuestos (COP 1,35 billones después de impuestos), en todos los segmentos de operación así:

- Exploración y Producción:** se recuperan COP 0.26 billones antes de impuestos (COP 0.34 billones neto de impuestos) principalmente en los campos petroleros offshore compensado con un gasto por impairment en los campos onshore, ambos como resultado de realizar su valoración usando variables de mercado, incorporación de nuevas reservas, diferenciales de precio versus Brent e información técnica y operacional disponible.
- Refinación y Petroquímica:** COP 1.08 billones antes de impuestos (COP 0.97 billones después de impuestos) producto de la recuperación de impairment de la Refinería de Cartagena principalmente como resultado de i) una mayor certidumbre en los márgenes de refinación producto de la ratificación del convenio internacional para prevenir la contaminación ocasionada por los buques (Marpol) a partir de 2020;



ii) mejores precios internacionales y márgenes de refinación con efecto positivo en los flujos de caja futuros; y iii) optimizaciones operativas y financieras por la estabilización de la nueva Refinería. Lo anterior es compensado parcialmente con un gasto por impairment en Bioenergy y en la Refinería de Barrancabermeja, este último relacionado principalmente con gestión y cargos financieros capitalizados como parte del proyecto de Modernización de la Refinería, el cual se encuentra aplazado.

- c) **Transporte y logística:** COP 65 mil millones antes de impuestos (COP 41 mil millones neto de impuestos), principalmente en el Oleoducto del Sur, que está conformado entre otros, por el Oleoducto Trans Andino. La recuperación presentada en el año se generó principalmente por un aumento en los flujos del Puerto de Tumaco incluidos en dicha unidad generadora de efectivo.

4. Resultado financiero (no operacional) y otros

La variación del **resultado financiero** en el 4T 2017 frente al 4T 2016 se presenta como resultado neto de:

- a) Variación del resultado de diferencia en cambio (+COP 18 mil millones). Entre el cuarto trimestre de 2017 y el mismo periodo de 2016, se presentó una ganancia por diferencia en cambio debido al impacto de la devaluación del peso frente al dólar en la posición activa promedio en dólares presentada en dichos trimestres.

Al cierre de 2017, la posición neta en dólares del Grupo Empresarial es cercana a cero como resultado de la aplicación de la contabilidad de coberturas y la asignación eficiente de deuda dentro de las sociedades que conforman el Grupo Empresarial bajo el marco de la optimización de estructura de capital.

- b) Menor gasto de intereses neto (+COP 50 mil millones). Durante el 2017, se logró un ahorro de intereses por COP 0.4 billones producto de: i) uso de los excedentes de liquidez para prepago de créditos en moneda extranjera por USD 1,925 millones en junio y USD 475 millones en diciembre del 2017, ii) disminución de intereses en préstamos nacionales por una menor tasa de interés indexada a IPC y abonos a capital y iii) un impacto positivo de la revaluación del peso frente al dólar en los intereses sobre créditos del exterior.
- c) Mayor gasto financiero en el cuarto trimestre de 2017 versus el cuarto trimestre de 2016 por recuperación de los recursos del fondo destinado al litigio de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo de Cusiana, como resultado de la terminación del embargo derivado de la medida cautelar ordenada por el Consejo de Estado en 1994, el cual fue reconocido en el último trimestre del 2016.

La **tasa efectiva de renta** para 2017 se ubicó en 43.2% versus 65.9% en el 2016. La disminución frente al año anterior se presenta principalmente por mejores resultados en la Refinería de Cartagena y Ecopetrol America Inc.

Para el 2017 el **precio de equilibrio de caja** se ubicó en USD 40/barril.

Tabla 8: Estado de Situación Financiera – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016	Cambio \$	Cambio %
Activos Corrientes	23,224	24,129	(905)	(3.8%)
Activos no Corrientes	97,451	97,178	273	0.3%
Total Activos	120,675	121,307	(632)	(0.5%)
Pasivos Corrientes	16,847	16,387	460	2.8%
Pasivos no Corrientes	54,047	59,601	(5,554)	(9.3%)
Total Pasivos	70,894	75,988	(5,094)	(6.7%)
Patrimonio	49,781	45,319	4,462	9.8%
Total Pasivo y Patrimonio	120,675	121,307	(632)	(0.5%)





5. Activos

La disminución en los **activos** se presenta por el efecto neto de:

- a) Disminución de la **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (-COP 1.8 billones) principalmente por efecto de mayores depreciaciones y amortizaciones del año y cargo a resultados de gasto de actividad exploratoria con respecto a las inversiones realizadas, y la recuperación de impairment de activos reconocido en años anteriores.
- b) Disminución en **efectivo y equivalentes de efectivo** (-COP 0.5 billones) principalmente por: i) flujo de caja generado por la operación (+COP 17 billones) ii) salida de recursos para CAPEX y otras actividades de inversión (-COP 4.4 billones), iii) uso de recursos para prepago y servicio de la deuda (-COP 11.3 billones), pago de dividendos (-COP 1.5 billones) y iv) efecto negativo por la revaluación del peso frente al dólar de (-COP 0.3 billones).

Tabla 9: Posición de Caja² – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	2017	2016
Efectivo y equivalentes inicial	7,853	7,711	8,410	6,550
(+) Flujo de la operación	6,353	4,024	16,974	14,233
(-) CAPEX	(2,321)	(2,252)	(6,107)	(5,837)
(+/-) Movimiento de Portafolio inversiones	(1,569)	(654)	565	(5,447)
(+/-) Otras actividades inversión	342	378	1,158	1,900
(-) Pagos de capital y intereses deuda	(2,543)	(632)	(11,259)	(1,051)
(-) Pago de dividendos	(200)	(319)	(1,505)	(1,712)
+(-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	31	154	(290)	(226)
Efectivo y equivalentes final	7,946	8,410	7,946	8,410
Portafolio de inversiones > 3 meses	6,534	6,687	6,534	6,687
Caja total	14,480	15,097	14,480	15,097

- c) Incremento en **cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar** (+COP 1.9 billones) principalmente por aumento en la cuenta por cobrar al fondo de estabilización de precios para la gasolina y diésel e incremento en cartera comercial alineada con los mejores precios de hidrocarburos.
- d) Otros movimientos por (-COP 0.2 billones)

6. Pasivos y Patrimonio

El total de pasivos disminuyó por efecto de:

- a) Menores **préstamos y financiamientos** (-COP 8.7 billones), principalmente por los prepagos de deuda en moneda extranjera por USD 2,400 millones realizados en 2017. El nivel de apalancamiento³ del Grupo Empresarial pasó del 45% en 2016 al 37% en 2017, fortaleciendo la estructura de capital. Asimismo, con la reducción de deuda, el indicador Deuda Bruta/EBITDA se ubicó en 1.9x para 2017 versus 2.9x en 2016.

Al 31 de diciembre de 2017, el nivel de deuda del Grupo asciende a COP 43.5 billones, de los cuales el 86% es origen moneda extranjera y el 14% es origen moneda nacional.

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.





- b) Incremento en **pasivos por beneficios a empleados** (+COP 2.5 billones) principalmente por la actualización actuarial del pasivo pensional producto principalmente de la tasa de descuento, con afectación en el otro resultado integral, dentro del patrimonio.
- c) Incremento en **provisiones y contingencias** (+COP 0.5 billones) principalmente por la actualización financiera de los costos de abandono.
- d) Otras variaciones del pasivo (+COP 0.6 billones).

El incremento en el **patrimonio** corresponde al efecto combinado de: i) la utilidad del periodo, ii) ganancia por diferencia en cambio de la deuda en moneda extranjera que es instrumento de coberturas de flujo de efectivo e inversión neta, compensado con iii) una disminución producto de la actualización actuarial del pasivo pensional, iv) pago de dividendos en el año y v) ajuste por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano.

7. Calificación de Riesgo

Ecopetrol tiene calificación de Grado de Inversión por las tres principales calificadoras a nivel mundial, lo que demuestra los sólidos resultados financieros de la empresa y la acertada estrategia operativa.

Las calificaciones internacionales vigentes a cierre del año 2017 fueron:

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

La agencia calificadora Moody's Investors Services, en su informe del 21 de septiembre de 2017, subió la perspectiva de Ecopetrol a "Estable" y mantuvo la calificación en Baa3. El aumento de la perspectiva se dio en parte gracias a la estrategia de adición de reservas que se encuentra adelantando la compañía, centrada en cuatro frentes: i) Exploración con socios estratégicos, ii) Implementación de recobro mejorado y proyectos Infill, iii) Evaluación de oportunidades en yacimientos No Convencionales y iv) Crecimiento inorgánico apalancado en la fuerte posición de caja. La acción de calificación también se basó en los sólidos resultados financieros de Ecopetrol, incluyendo una buena posición de liquidez y bajo riesgo de refinanciamiento.

Adicionalmente, el 23 de febrero de 2018 Moody's Investor Services dio a conocer que el cambio de la perspectiva de la calificación de la República de Colombia, de estable a negativa, no tuvo efecto sobre la calificación crediticia de la Compañía dado que su expectativa es un desempeño fundamental que continúe mejorando. La agencia destaca que Ecopetrol ha sido exitosa en reducir sus costos operativos, lo que le ha permitido incrementar su flujo de caja y bajar su endeudamiento. Así mismo, hace mención a la reposición de reservas de casi 130% lograda en 2017 y a la mejora de los fundamentales de la Compañía.

El pasado 7 de diciembre, Fitch Ratings publicó su informe de calificación crediticia de Ecopetrol, manteniendo la calificación en BBB con perspectiva "Estable" y la calificación de crédito individual (Stand – Alone/ sin incorporar soporte de Gobierno) en BBB-. La calificadora resaltó las acciones emprendidas por la compañía conducentes a una sólida posición financiera y de liquidez. En el frente operativo reconoció la importancia en la reducción de costos como resultado del plan de transformación que adelanta la compañía. A lo largo del reporte destaca el fuerte vínculo con el Gobierno de Colombia y el papel estratégico que juega Ecopetrol para el país.

Por su parte, el 11 de diciembre, la agencia calificadora de riesgos S&P Global Ratings disminuyó la calificación crediticia de Ecopetrol en línea con una revisión a la baja de la calificación de la República de Colombia. La calificación de Ecopetrol pasó de BBB (perspectiva "Negativa") a BBB- (perspectiva "Estable"), manteniendo el grado de inversión. S&P Global Ratings mantuvo la calificación de crédito individual de Ecopetrol (Stand – Alone/ sin incorporar soporte de Gobierno) en BB+.



8. Resultados por Segmento de Negocio

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

A	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado											
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	4T 2017	4T 2016	4T 2017	4T 2016	4T 2017	4T 2016	4T 2017	4T 2016	4T 2017	4T 2016	4T 2017	4T 2016	4T 2017	4T 2016	4T 2017	4T 2016	4T 2017	4T 2016
Ingresos por ventas	10,484	8,230	8,184	6,723	2,793	2,518	(6,098)	(4,158)	15,363	13,313										
Depreciación y Amortización	1,256	1,542	265	93	289	238	-	-	1,810	1,873										
Costos Variables	3,583	3,225	6,873	5,590	190	148	(5,146)	(3,390)	5,500	5,573										
Costos Fijos	2,278	1,878	615	514	423	514	(881)	(647)	2,435	2,259										
Costo de Ventas	7,117	6,645	7,753	6,197	902	900	(6,027)	(4,037)	9,745	9,705										
Utilidad Bruta	3,367	1,585	431	526	1,891	1,618	(71)	(121)	5,618	3,608										
Gastos Operativos	819	498	373	473	281	290	(71)	(68)	1,402	1,193										
Gastos (Recuperación) por Impairment	(257)	112	(1,077)	712	(65)	(42)	-	-	(1,399)	782										
Utilidad Operacional	2,805	975	1,135	(659)	1,675	1,370	-	(53)	5,615	1,633										
Ingresos (Gastos) Financieros	(354)	509	(92)	(314)	(92)	(27)	-	53	(538)	221										
Resultado de Participación en Compañías	(16)	(31)	1	7	(10)	-	-	-	(25)	(24)										
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	2,435	1,453	1,044	(966)	1,573	1,343	-	-	5,052	1,830										
Provisión Impuesto a las Ganancias	(765)	(937)	(60)	(69)	(604)	(466)	-	-	(1,429)	(1,472)										
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	1,670	516	984	(1,035)	969	877	-	-	3,623	358										
Interés no Controlante	-	-	1	3	(197)	(175)	-	-	(196)	(172)										
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	1,670	516	985	(1,032)	772	702	-	-	3,427	186										
EBITDA	3,444	2,615	423	319	1,911	1,593	-	(53)	5,778	4,474										
Margen Ebitda	32.9%	31.8%	5.2%	4.7%	68.4%	63.3%	0.0%	1.3%	37.6%	33.6%										

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

A	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado											
Miles de millones (COP)	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Ingresos por ventas	35,751	27,468	28,644	24,824	10,598	10,649	(19,783)	(15,209)	55,210	47,732										
Depreciación y Amortización	5,933	5,454	1,083	950	1,101	966	-	-	8,117	7,370										
Costos Variables	12,489	10,701	23,969	20,384	634	488	(16,289)	(11,947)	20,803	19,626										
Costos Fijos	7,873	6,803	1,803	1,510	1,537	1,896	(3,240)	(2,969)	7,973	7,240										
Costo de Ventas	26,295	22,958	26,855	22,844	3,272	3,350	(19,529)	(14,916)	36,893	34,236										
Utilidad Bruta	9,456	4,510	1,789	1,980	7,326	7,299	(254)	(293)	18,317	13,496										
Gastos Operativos	2,308	2,140	1,493	1,802	637	751	(253)	(292)	4,185	4,401										
Gastos (Recuperación) por Impairment	(246)	110	(1,068)	773	(59)	(41)	-	-	(1,373)	842										
Utilidad Operacional	7,394	2,260	1,364	(595)	6,748	6,589	(1)	(1)	15,505	8,253										
Ingresos (Gastos) Financieros	(1,332)	(118)	(783)	(811)	(386)	(243)	-	(11)	(2,501)	(1,183)										
Resultado de Participación en Compañías	60	(32)	15	23	(42)	(1)	-	-	33	(10)										
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	6,122	2,110	596	(1,383)	6,320	6,345	(1)	(12)	13,037	7,060										
Provisión Impuesto a las Ganancias	(2,717)	(1,365)	(357)	(625)	(2,561)	(2,666)	-	-	(5,635)	(4,656)										
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	3,405	745	239	(2,008)	3,759	3,679	(1)	(12)	7,402	2,404										
Interés no Controlante	-	-	2	8	(784)	(847)	-	-	(782)	(839)										
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	3,405	745	241	(2,000)	2,975	2,832	(1)	(12)	6,620	1,565										
EBITDA	13,226	8,383	1,940	1,848	7,910	7,788	(1)	(1)	23,075	18,018										
Margen Ebitda	37.0%	30.5%	6.8%	7.4%	74.6%	73.1%	0.0%	0.0%	41.8%	37.7%										



A. Exploración y Producción

Tabla 12: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	Cambio \$	Cambio %	2017	2016	Cambio \$	Cambio %
Ingresos por ventas	10,484	8,230	2,254	27.4%	35,751	27,468	8,283	30.2%
Depreciación y Amortización	1,256	1,542	(286)	(18.5%)	5,933	5,454	479	8.8%
Costos Variables	3,583	3,225	358	11.1%	12,489	10,701	1,788	16.7%
Costos Fijos	2,278	1,878	400	21.3%	7,873	6,803	1,070	15.7%
Costo de Ventas	7,117	6,645	472	7.1%	26,295	22,958	3,337	14.5%
Utilidad Bruta	3,367	1,585	1,782	112.4%	9,456	4,510	4,946	109.7%
Gastos Operativos	819	498	321	64.5%	2,308	2,140	168	7.9%
Gastos (Recuperación) por Impairment	(257)	112	(369)	(329.5%)	(246)	110	(356)	(323.6%)
Utilidad Operacional	2,805	975	1,830	187.7%	7,394	2,260	5,134	227.2%
Ingresos (Gastos) Financieros	(354)	509	(863)	(169.5%)	(1,332)	(118)	(1,214)	1,028.8%
Resultado de Participación en Compañías	(16)	(31)	15	(48.4%)	60	(32)	92	(287.5%)
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	2,435	1,453	982	67.6%	6,122	2,110	4,012	190.1%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(765)	(937)	172	(18.4%)	(2,717)	(1,365)	(1,352)	99.0%
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	1,670	516	1,154	223.6%	3,405	745	2,660	357.0%
Interés no Controlante	-	-	-	0.0%	-	-	-	-
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	1,670	516	1,154	223.6%	3,405	745	2,660	357.0%
EBITDA	3,444	2,615	829	31.7%	13,226	8,383	4,843	57.8%
Margen Ebitda	32.9%	31.8%	1.1%		37.0%	30.5%	6.5%	

Reservas

Al cierre de 2017, las reservas probadas netas del Grupo Ecopetrol fueron de 1,659 millones de barriles de petróleo equivalentes. El índice de reemplazo de reservas fue de 126%, y la vida media de reservas equivale a 7.1 años. Se destaca que Ecopetrol S.A. tiene una vida media de reservas de 7.4 años y representa el 95% de las reservas probadas del grupo.

En el año 2017, el Grupo Ecopetrol incorporó 295 millones de barriles de petróleo equivalente de reservas probadas, lo que representa un cambio positivo en la tendencia de incorporación de reservas de los últimos años. La producción total acumulada del año fue 234 millones de barriles de petróleo equivalentes.

El precio SEC utilizado para la valoración de las reservas de 2017 fue USD 54.93 por barril Brent frente a USD 44.49 por barril Brent de 2016. Ecopetrol estima que por efecto de un mayor precio se recuperaron aproximadamente 94 millones de barriles de petróleo equivalente, gracias a la extensión del límite económico de los campos y a la incorporación de nuevos proyectos. Por su parte aproximadamente 201 millones de barriles de petróleo equivalente son producto de la gestión técnica y optimización financiera de los activos.

Es importante destacar que gran parte del aumento de las reservas probadas (73 millones de barriles de petróleo equivalente) se debe a los resultados del programa de incremento del factor de recobro, cuyos principales logros se han dado en campos como Chichimene, Castilla, Casabe y Tibú. Este resultado es muy satisfactorio al ser uno de los pilares de crecimiento de reservas y producción de la compañía.

Tabla 13: Reservas Probadas – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D
	2015	2016	2017
Probadas	2,084	1,849	1,598
Revisiones	-25	-54	174
Recobro Mejorado	16	11	73
Compras de minerales	0	0	4
Extensiones y descubrimientos	24	27	44
Ventas	0.0	0.0	0.0
Producción	-251	-235	-234
Reservas netas probadas a Dic 31	1,849	1,598	1,659



Exploración

En el cuarto trimestre de 2017 se intensificó la actividad exploratoria al perforar 13 pozos, lo cual demuestra el compromiso de la compañía con el desarrollo de uno de sus pilares de crecimiento, la exploración.

Tabla 14: Pozos Exploratorios – Grupo Empresarial Ecopetrol

A Compañía	4T 2017					2017				
	B Perforados	C Exitoso	D Suspendido	E En Evaluación	F T&A	G Perforados	H Exitoso	I Suspendido	J En Evaluación	K T&A
Ecopetrol S.A	9	5	0	2	2	13	7	0	2	4
Hocol S.A	3	0	0	2	1	5	0	0	3	2
ECAS	1	0	0	0	1	1	0	0	0	1
Ecopetrol America (EAI)	0	0	0	0	0	2	1	0	0	1
Total	13	5	0	4	4	21	8	0	5	8

El 2017 fue un año de intensa actividad exploratoria, trabajamos incansablemente para construir las bases del crecimiento futuro de la compañía. Terminamos el año con una cifra récord de 21 pozos perforados. Con este despliegue de actividad logramos superar la meta de 250 millones de barriles equivalentes en recursos contingentes, apalancando el incremento de reservas del Grupo Empresarial.

Es importante destacar la experiencia adquirida con la perforación del pozo Molusco-1, el primer pozo offshore operado por Ecopetrol S.A. por medio de la subsidiaria Ecopetrol Costa Afuera ECAS (50%) en socio con ONGC (50%). Este pozo finalizó cumpliendo los planes previstos y sin incidentes de tipo técnico, ambiental, ni operacional. Con este proyecto, Ecopetrol se consolida como una empresa con capacidad para operar en el offshore siguiendo los más altos estándares HSE de la industria. El pozo fue declarado como descubrimiento no comercial y fue taponado y abandonado.

Tabla 15: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Empresarial Ecopetrol

A #	B Trimestre	C Nombre	D Bloque	E Cuenca	F Estado
1	1	Purple Angel-1A	Purple Angel	Sinú offshore	Exitoso
2	2	Gorgon-1	Purple Angel	Sinú offshore	Exitoso
3	2	Siluro-1B	RC 11	Guajira offshore	Taponado y abandonado
4	3	Warrior-2	Green Canyon 519	GoM	Exitoso
5	3	Warrior-2 /ST-1	Green Canyon 519	GoM	Taponado y abandonado
6	3	Bullerengue Sur-3	SSJN1	Sinú onshore	Taponado y abandonado
7	3	Bonifacio-1	Lla-65	Llanos	En evaluación
8	3	Brama-1	Tayrona	Guajira offshore	Taponado y abandonado
9	4	Coyote-1	De Mares	VMM	Exitoso
10	4	Trogón-1	CPO-9	Llanos	Taponado y abandonado
11	4	Molusco-1	RC-9	Guajira offshore	Taponado y abandonado
12	4	Landero-1	Magdalena Medio	VMM	Taponado y abandonado
13	4	Infantas Oriente-1	La Cira Infantas	VMM	Exitoso
14	4	Godric Norte-1	CPO-17	Llanos	En evaluación
15	4	Pollera-1	SSJN1	Sinú onshore	En evaluación
16	4	Lorito-1	CPO-9	Llanos	Exitoso
17	4	Cosecha V	Cosecha	Llanos	Exitoso
18	4	Capachos-2ST	Capachos	Llanos	En evaluación
19	4	REX NE-1	Cosecha	Llanos	Exitoso
20	4	Lunera-1	VSM-9	VSM	Taponado y abandonado
21	4	Bufalo-1	VMM-32	VMM	En evaluación

El pozo Boranda, declarado exitoso en la vigencia 2017, fue perforado en la campaña 2016 así que no se refleja en la lista de perforación de este año.





En Colombia continental, los esfuerzos se enfocaron en desarrollar actividad en cuencas maduras cercanas a campos y a infraestructura de producción para aprovechar las facilidades existentes. Las principales cuencas donde se desarrolló actividad son Sinú, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y Llanos.

Así mismo, en aguas del Caribe Colombiano se probó la existencia de una provincia gasífera. Se resalta la perforación del pozo Gorgon-1 como uno de los descubrimientos más importantes del país de los últimos años. La perforación de este pozo estableció un resultado histórico al atravesar la mayor lámina de agua en la historia de la perforación costa afuera de Colombia: 2,316 metros.

Continuando con las actividades de adquisición sísmica, en el cuarto trimestre la filial Ecopetrol Brasil adquirió 446 km² de sísmica 3D en el bloque offshore FZA-M-320 (Ecopetrol 70% y JX Nippon 30%) en la cuenca Foz de Amazonas. Actualmente, Ecopetrol evalúa la participación en las Rondas 2018 en dicho país.

Con el fin de diversificar y fortalecer el portafolio exploratorio, a nivel nacional se logró incrementar el interés de participación de Ecopetrol S.A. en los bloques Fuerte Sur (cuenca Sinú Offshore) y CPO-17 (cuenca Llanos) del 50% al 100%. En el ámbito internacional offshore, se logró la adjudicación de nuevos bloques exploratorios en México (bloques 6 y 8) y Estados Unidos (Garden Banks 77, 78, 121 y 122 en el Golfo de México -USA).

Para 2018, el Grupo Empresarial concentrará su actividad en la perforación de 12 pozos onshore en Colombia, de los cuales Hocol S.A. proyecta ejecutar tres pozos exploratorios y un pozo delimitador, mientras que Ecopetrol S.A. planea la perforación de cinco pozos exploratorios y tres pozos delimitadores.

En cuanto a actividad sísmica, Hocol S.A. adquirirá 294 km de sísmica 2D (cuenca de Sinú San Jacinto) y Ecopetrol S.A. adquirirá 162 km de sísmica 2D en el Putumayo. Asimismo, se prevé la compra y adquisición de información sísmica 2D y 3D en México, Golfo de México, Brasil y Colombia.

Producción

Tabla 16: Producción Bruta* - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	4T 2017	4T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
Crudo	544.5	549.8	(1.0%)	545.0	552.1	(1.3%)
Gas natural	112.8	113.8	(0.9%)	111.0	116.0	(4.3%)
Total Ecopetrol S.A.	657.3	663.6	(0.9%)	656.0	668.1	(1.8%)
Crudo	20.7	18.5	11.9%	21.7	18.0	20.6%
Gas Natural	8.0	1.1	627.3%	5.8	0.8	625.0%
Total Hocol	28.7	19.6	46.4%	27.5	18.8	46.3%
Crudo	9.7	12.0	(19.2%)	10.6	12.4	(14.5%)
Gas Natural	5.0	4.6	8.7%	4.8	6.5	(26.2%)
Total Equion**	14.7	16.6	(11.4%)	15.4	18.9	(18.5%)
Crudo	4.4	4.3	2.3%	4.4	4.1	7.3%
Gas Natural	0.8	1.3	(38.5%)	0.6	1.3	(53.8%)
Total Savia**	5.2	5.6	(7.1%)	5.0	5.4	(7.4%)
Crudo	8.8	9.4	(6.4%)	9.2	5.5	67.3%
Gas Natural	1.8	2.1	(14.3%)	2.0	1.2	66.7%
Total Ecopetrol America	10.6	11.5	(7.8%)	11.2	6.7	67.2%
Crudo	588.1	594.0	(1.0%)	590.9	592.1	(0.2%)
Gas Natural	128.4	122.9	4.5%	124.2	125.8	(1.3%)
Total Grupo Empresarial	717	717	(0.1%)	715	718	(0.4%)

* 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.



La producción promedio del Grupo Ecopetrol alcanzó 717 kbped para el cuarto trimestre del año y 715 kbped en todo el 2017, en línea con la meta de producción fijada. Es importante anotar que alcanzamos la meta de producción incluso con los problemas de orden público, los retos operativos que afrontamos con éxito y un menor capex del inicialmente estimado. El mayor tiempo destinado para maduración de proyectos implicó una menor actividad de producción incremental de aproximadamente 18 kbped que durante 2017 fueron sustituidos con eficiencias operacionales en la curva básica. Parte de esta producción incremental se verá reflejada en 2018.

Durante 2017 se logró mantener la producción gracias al aporte de proyectos nuevos de desarrollo en algunos de nuestros principales campos como: i) Castilla donde ingresaron más de 40 pozos nuevos, ii) Chichimene donde se continuó con el piloto de inyección de agua que aportó buenos resultados, iii) la estable operación directa del campo Rubiales y iv) la reactivación de actividad de pozos nuevos y workovers en La Cira.

Es relevante mencionar que haber logrado mantener los niveles de producción se explica por una estrategia operativa que ha permitido la reducción sostenida de los costos de perforación, lo que ha permitido continuar con nuestras actividades de desarrollo en campos como Castilla y Rubiales, conservando constante la producción. Hemos logrado reducir el tiempo de perforación hasta en un 46%, lo cual se traduce en disminuciones de más del 50% en el costo por pie perforado actual frente al 2014, demostrando que las eficiencias son resilientes a un incremento de precios como el que se ha evidenciado en los últimos meses.

Adicionalmente, es importante destacar la estrategia de la empresa para mitigar la declinación de varios de nuestros campos y así cumplir los niveles de producción a través de la mayor ejecución de trabajos a pozos por medio de actividades de *well services* y *workover* reflejados en los gastos de la operación. Esta mayor ejecución ha sido posible en parte por las eficiencias estructurales obtenidas en nuestros gastos de operación, donde un componente significativo de los ahorros proviene de la reducción en el Índice de Falla de los sistemas de levantamiento de los pozos. Este índice, correspondiente a la frecuencia con la que tenemos que realizar el reemplazo del sistema de levantamiento de un pozo, ha presentado reducciones, entre el 9% y 22% desde el 2015, indiferente del sistema de levantamiento utilizado. Referente a la curva básica de producción observamos una menor declinación durante el año al registrar -29 kbped frente a un estimado de -67 kbped al inicio de 2017.

En 2017 la producción de las filiales y negocios conjuntos aportaron significativamente a la producción del Grupo Empresarial, con un crecimiento del 11.1% frente al 2016. Este se explica principalmente por el inicio de operaciones en la planta de tratamiento de gas para los campos Bonga-Mamey de Hocol S.A y la cesión a favor de esta empresa de intereses en campos como Espinal, Río Saldaña y Pulí realizada por Ecopetrol S.A. Por su parte, Ecopetrol América Inc (EAI) tuvo un aumento del 67% de su producción gracias a la operación del campo Gunflint.

Por último, es importante mencionar, al igual que en el trimestre anterior, que la estrategia de reversión del sistema de transporte Bicentenario permitió mitigar el efecto de los ataques al Oleoducto Caño Limón – Coveñas, evitando el cierre del Campo Caño Limón.

Proyectos de aumento de Factor de Recobro:

El programa de recobro continúa su maduración hacia una fase de expansión para aquellos pilotos que han terminado exitosamente su etapa de análisis. Aproximadamente el 13% de la producción actual proviene de campos que utilizan algún tipo de tecnología de recobro secundario o terciario, mientras que el 87% de la producción está asociada a campos con desarrollo primario. El objetivo del programa de recobro es lograr expandir tecnologías de recobro mejorado a la producción de otros campos.

Un ejemplo importante es el caso de Chichimene, uno de nuestros principales campos, el cual inició la maduración de la expansión de la tecnología de Inyección de Agua en todo el campo, a partir de los buenos resultados obtenidos en el piloto. Adicionalmente, se está evaluando un piloto de tecnología de inyección de agua con polímeros en un piloto en varias zonas del campo, donde ya se empiezan a obtener resultados de producción. Buscando maximizar el factor de recobro en este campo de crudo extrapesado, se continúan asegurando las obras y condiciones operacionales del piloto para evaluar la tecnología.



En el campo Dina K se encuentra ya en ejecución el proyecto de recobro terciario con tecnología de polímeros entrecruzados, donde se han perforado 5 pozos y se trabaja en la optimización del polímero a inyectar.

Simultáneamente, se continúa con la estructuración de otros proyectos de expansión de inyección de agua en los campos con pilotos que ya han tenido respuesta positiva en producción, como lo son Llanito-Galán, Castilla, Apiay-Suria y La Cira arenas A/B, proyectos de inyección de agua mejorada en los campos Yariguí, Casabe y Palogrande y la inyección de vapor en el campo Teca. Este portafolio de expansiones futuras se continuará fortaleciendo con el resultado de 13 nuevos pilotos de evaluación que están actualmente operando.

Es importante destacar que gran parte del aumento de las reservas probadas de 2017 se debe a los resultados del programa de incremento del factor de recobro, el cual incorporó 73 MBPE equivalente al 25% de las reservas adicionadas para el año. Los principales aportes provienen de campos como Chichimene, Castilla, Casabe y Tibú. Este resultado es muy satisfactorio al ser uno de los pilares de crecimiento de reservas y producción de la compañía.

Tabla 17: Costo de Levantamiento* - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
USD/BI	4T 2017	4T 2016	% Var	Explicación	2017	2016	% Var	Explicación	% USD
Costo de levantamiento	8.73	8.63	1.2%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (-USD 0.15/BI): Mayor producción en Ecopetrol y Hocol. • Costos (+USD 0.17/BI): Mayor costo operativo en Ecopetrol y Hocol. 	7.65	6.49	17.9%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (USD 0.00/BI): Nivel de producción estable con respecto a 2016. • Costos (+USD 0.90/BI): Mayor costo operacional en Hocol, EAI y Ecopetrol. 	16.0%
TRM	2,986.0	3,015.5	-1.0%	• TRM (+USD 0.08/BI): Menor TRM de COP 29.45/USD	2,951.3	3,051.0	-3.4%	• TRM (+USD 0.26/BI): Menor TRM de COP 99.66/USD	

* Calculado con base en barriles producidos (sin regalías) – Metodología SEC

El incremento observado en el costo de levantamiento entre 2016 y 2017 se explica principalmente por:

- Mayor causación de costos de los campo Rubiales y Cusiana por reversión a Ecopetrol al inicio del tercer trimestre de 2016, y del campo Recetor por reversión a Ecopetrol el 30 de mayo de 2017.
- Mayor ejecución de costos en mantenimiento de subsuelo, por incremento en número y complejidad de intervenciones y servicios a pozo lo cual ha logrado mantener y mejorar la curva básica de producción.
- Mayor costo en mantenimiento de superficie por aumento en número de equipos de superficie intervenidos, lo cual ha logrado mantener la confiabilidad operativa e integridad de los equipos.
- Incremento en costos de energía y tratamiento químico de fluidos por mayor producción de agua en algunos campos, principalmente del Meta, e incorporación de activos (Rubiales) con alto corte de agua (+98% BSW).

Tabla 18: Costo de Dilución* - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I
USD/BI	4T 2017	4T 2016	% Var	Explicación	2017	2016	% Var	Explicación
Costo de dilución	4.66	5.04	-7.5%	• Costos (-USD 0.38/BI): Menor costo en Ecopetrol por implementación de estrategias de Optimización en el proceso (600 Cst).	3.87	4.15	-6.7%	• Costos (-USD 0.28/BI): Menor costo en Ecopetrol por implementación de estrategias de Optimización en el proceso (600 Cst).

* Calculado con base en barriles vendidos

El costo de dilución, junto con el costo de levantamiento acumulado a diciembre de 2017, es 42% menor al obtenido en todo el año 2014 y 23% más bajo frente al obtenido en el 2015. Este resultado refleja el éxito de estrategias de reducción de costos tales como:

- Aumento de viscosidad en el transporte de crudo pesado entre 2015 y 2017, pasando de 300 cSt a 600 cSt, respectivamente.
- Sustitución de nafta en el proceso de dilución por mezcla con crudo liviano de campos de producción en el interior del país (Cusiana, Floreña y Ocelote), lo cual también disminuye los costos de transporte de nafta importada.



- Reducción de API en el transporte de crudos pesados (Pasando de 16° API a 15° API) principalmente en oleoducto de los Llanos (ODL).
- La reducción en el costo de dilución se obtuvo aún con mayor causación de costos del campo Rubiales y Cusiana por reversión a Ecopetrol al inicio del tercer trimestre de 2016.

Resultados financieros del segmento de Exploración y Producción

Los ingresos del cuarto trimestre del 2017 aumentaron frente al mismo periodo del año anterior principalmente por: i) mejor diferencial de precios, ii) aumento en los volúmenes de ventas nacionales de crudo principalmente a refinerías y gas a terceros y iii) efecto asociado a la disminución de la tasa de cambio promedio sobre los precios de venta.

El costo de ventas del segmento aumentó como resultado de: i) mayores costos de compra de crudo por el aumento en los precios y volumen comprado, ii) mayor costo de mantenimiento para mantener los niveles actuales de producción así como mayores mantenimientos predictivos y preventivos de equipos rotativos y estáticos y obras civiles, iii) mayor costo de servicios contratados por recibo del campo Recetor y iv) mayores costos de transporte por la implementación de esquemas de evacuación alternos debido a afectaciones del sistema Caño Limón.

En los gastos operacionales se presentó un incremento como efecto compuesto de: i) mayor reconocimiento por actividad sísmica al llevar al gasto la actividad exploratoria en los pozos Warrior 2, Parmer-1, Kronos-1, Brama-1, Siluro-1, Venus 2, pozos bloque CPO-10; Molusco-1, Lunera-1, Godric Norte-1, Dumbo-1 y Pollera entre otros, y. ii) ganancia generada en la valoración a valor razonable de la adquisición del 11.6% adicional en el campo K2 en el Golfo de México.

En el último trimestre, se presentó una recuperación neta del impairment registrado en años anteriores, producto de la valoración de las unidades generadoras de efectivo del segmento tomando en cuenta las nuevas variables de mercado, la incorporación de nuevas reservas, los diferenciales de precio versus la referencia a Brent, e información técnica y operacional disponible, principalmente en los campos petroleros del exterior, compensado con un gasto por impairment en los campos onshore.

El margen Ebitda del segmento en 2017 fue de 37%, el más alto en los últimos 3 años, lo que demuestra una sólida recuperación del desempeño del segmento.

El resultado financiero (no operacional) del 4T 2017 es un gasto frente a un ingreso presentado en el mismo periodo del año anterior debido a: i) la recuperación de los recursos del fondo destinado al litigio de Santiago de las Atalayas presentado en el 2016, compensado con ii) mayores rendimientos financieros en 2017 sobre la posición de liquidez del segmento y iii) un menor gasto de intereses sobre los préstamos debido un menor apalancamiento del segmento gracias a los prepagos de deuda.



B. Transporte

Tabla 19: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	Cambio \$	Cambio %	2017	2016	Cambio \$	Cambio %
Ingresos por ventas	2,793	2,518	275	10.9%	10,598	10,649	(51)	(0.5%)
Depreciación y Amortización	289	238	51	21.4%	1,101	966	135	14.0%
Costos Variables	190	148	42	28.4%	634	488	146	29.9%
Costos Fijos	423	514	(91)	(17.7%)	1,537	1,896	(359)	(18.9%)
Costo de Ventas	902	900	2	0.2%	3,272	3,350	(78)	(2.3%)
Utilidad Bruta	1,891	1,618	273	16.9%	7,326	7,299	27	0.4%
Gastos Operativos	281	290	(9)	(3.1%)	637	751	(114)	(15.2%)
Gastos (Recuperación) por Impairment	(65)	(42)	(23)	54.8%	(59)	(41)	(18)	43.9%
Utilidad Operacional	1,675	1,370	305	22.3%	6,748	6,589	159	2.4%
Ingresos (Gastos) Financieros	(92)	(27)	(65)	240.7%	(386)	(243)	(143)	58.8%
Resultado de Participación en Compañías	(10)	-	(10)	0.0%	(42)	(1)	(41)	4,100.0%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	1,573	1,343	230	17.1%	6,320	6,345	(25)	(0.4%)
Provisión Impuesto a las Ganancias	(604)	(466)	(138)	29.6%	(2,561)	(2,666)	105	(3.9%)
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	969	877	92	10.5%	3,759	3,679	80	2.2%
Interés no Controlante	(197)	(175)	(22)	12.6%	(784)	(847)	63	(7.4%)
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	772	702	70	10.0%	2,975	2,832	143	5.0%
EBITDA	1,911	1,593	318	20.0%	7,910	7,788	122	1.6%
Margen Ebitda	68.4%	63.3%	5.2%		74.6%	73.1%	1.5%	

Avance de los proyectos clave

San Fernando – Monterrey: Las actividades de construcción, comisionamiento y pruebas extendidas se finalizaron en el cuarto trimestre del año, lo que permitió la puesta en operación del sistema a partir del 1 de enero de 2018.

Ocensa P135: Durante 2017 se finalizan las pruebas extendidas, entrando en operación desde el 1 de julio de 2017. La capacidad de OCENSA pasó de 610 kbps a 745 kbps de crudo de 300 cSt.

Transporte de crudo con mayor viscosidad (600 cSt): En el primer semestre del año se culminó el proyecto para transporte de crudo extrapesado a 600 cSt, involucrando mejoras en la infraestructura de OCENSA, ODC y CENIT. Durante 2017 se inició el transporte de crudos pesados por el sistema de oleoductos desde Apiay hasta Coveñas, así logrando la exportación del primer embarque con viscosidad mayor a 500 cSt, y adicionalmente logrando importantes eficiencias en costos de dilución para el segmento de Upstream en comparación con los costos de dilución de 2016.

Reversión Oleoducto Bicentenario: La estrategia de reversión del sistema de transporte Bicentenario permitió reducir el impacto de los ataques al Oleoducto Caño Limo – Coveñas, evitando cierres en el Campo Caño Limón, a pesar de que el tramo de Banadía – Ayacucho del sistema Caño Limón Coveñas estuvo fuera de servicio el 53% del tiempo. Gracias a la bidireccionalidad del Oleoducto Bicentenario, para 2018 podemos seguir contando con una alternativa a la evacuación de crudo del del campo Caño Limón.

Tabla 20: Volúmenes Transportados – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbpd)	4T 2017	4T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
Crudos	835.5	828.2	0.9%	823.3	867.0	(5.0%)
Refinados	270.4	263.5	2.6%	268.2	263.1	1.9%
Total	1,105.9	1,091.7	1.3%	1,091.5	1,130.1	(3.4%)



Durante el cuarto trimestre de 2017 el volumen total transportado, incluyendo crudos y refinados, superó el millón de barriles por día, lo que representa un incremento de 1.3% en comparación con el mismo periodo de 2016.

El volumen total de crudos transportados por oleoductos durante el año 2017 fue de 823 mil barriles por día, lo cual equivale a una reducción de 5% en comparación con el año 2016, debido principalmente a las afectaciones al Oleoducto Caño Limón – Coveñas que estuvo inoperativo el 53% del año. Del total de crudo transportado por el sistema, aproximadamente un 60% es propiedad del Grupo Empresarial Ecopetrol.

Por su parte, gracias al incremento por la demanda de productos refinados del país y la eliminación de las restricciones en el sistema Pozos Colorados - Galán, el volumen transportado por poliductos incremento un 1.9% con respecto al 2016, llegando a 268 mil barriles día para el año 2017. Aproximadamente el 23% del volumen transportado en el año por poliductos correspondió a productos de propiedad de Ecopetrol.

Tabla 21: Costo por Barril Transportado - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
USD/Bl	4T 2017	4T 2016	% Var	Explicación	2017	2016	% Var	Explicación	% USD
Costo por barril transportado	4.00	4.25	-5.8%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (-USD 0.10/Bl): Mayor volumen transportado por operación en contingencia de Bicentenario. • Costos (-USD 0.19/Bl): Menores costos de operación y mantenimiento. 	3.63	3.74	-3.0%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (+USD 0.13/Bl): Menor volumen transportado asociado menor producción. • Costos (-USD 0.36/Bl): Menores costos de operación y mantenimiento 	8.0%
TRM	2,986.0	3,015.5	-1.0%	• TRM (+USD 0.04/Bl): Menor TRM de COP 29.45/USD	2,951.3	3,051.0	-3.4%	• TRM (+USD 0.12/Bl): Menor TRM de COP 99.66/USD	

Resultados financieros del segmento de Transporte

Los ingresos del cuarto trimestre de 2017 aumentaron con relación al mismo periodo de 2016 principalmente por incremento en volúmenes transportados por la reversión del oleoducto Bicentenario que, complementariamente con el sistema Araguaney-Monterrey y Ocesa, permitieron la evacuación de crudos durante la indisponibilidad en el sistema Caño Limón Coveñas. En el resultado acumulado, los ingresos se mantuvieron estables pese a la menor tasa de cambio promedio de COP 2,951/USD en 2017 frente a COP 3,051/USD en el año 2016, esta variación de TRM representó menores ingresos en 2017 por aproximadamente COP 260 mil millones.

El costo de ventas se mantuvo estable al comparar el cuarto trimestre de 2017 frente a 2016. El programa de transformación para la optimización de costos de operación y mantenimiento en el 2017 compensó la mayor depreciación asociada a la entrada del Proyecto P135 y a la depreciación de mantenimientos mayores capitalizables. En el resultado acumulado, el costo de ventas, excluyendo depreciaciones, fue de COP 2.2 billones en 2017, lo que representa un ahorro de COP 213 mil millones frente al 2016. Esto pese al mayor costo variable asociado a la mayor demanda energética requerida para el transporte de crudos más pesados.

Los gastos de operación tanto en el cuarto trimestre como en el acumulado del año disminuyen frente al 2016 debido a la implementación de sinergias asociadas a la puesta en marcha del nuevo modelo de operación y mantenimiento en las filiales del segmento.

En 2017 se presentó una recuperación de impairment para el segmento de transporte y logística principalmente en el Oleoducto del Sur, que está conformado entre otros, por el Oleoducto Trans Andino, reflejando el aumento en los flujos del Puerto de Tumaco.





El resultado financiero neto presenta un mayor gasto comparado con el mismo periodo del año anterior, principalmente por el menor ingreso financiero debido a la disminución en las tasas de rentabilidad sobre las inversiones del segmento, mayores gastos por intereses de la deuda asociados a la puesta en marcha del proyecto P135, que tiene como consecuencia natural la no capitalización de los intereses de la deuda asociada a su financiación.

Durante el cuarto trimestre de 2017 se mantuvieron los resultados financieros positivos del segmento de transporte, alcanzando un EBITDA cercano a los 1,91 billones de pesos como resultado de la ejecución del programa de transformación que apunta a la optimización en los costos de transporte en el segmento.

En el acumulado del año 2017, el EBITDA alcanzó una cifra cercana a los 7.91 billones de pesos, superando el resultado de 2016 en cerca de 122 mil millones de Pesos y representando un margen EBITDA de 74.6%, creciendo un 1.6% frente al EBITDA de 2016.

C. Refinación

Tabla 22: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	Cambio \$	Cambio %	2017	2016	Cambio \$	Cambio %
Ingresos por ventas	8,184	6,723	1,461	21.7%	28,644	24,824	3,820	15.4%
Depreciación y Amortización	265	93	172	184.9%	1,083	950	133	14.0%
Costos Variables	6,873	5,590	1,283	23.0%	23,969	20,384	3,585	17.6%
Costos Fijos	615	514	101	19.6%	1,803	1,510	293	19.4%
Costo de Ventas	7,753	6,197	1,556	25.1%	26,855	22,844	4,011	17.6%
Utilidad Bruta	431	526	(95)	(18.1%)	1,789	1,980	(191)	(9.6%)
Gastos Operativos	373	473	(100)	(21.1%)	1,493	1,802	(309)	(17.1%)
Gastos (Recuperación) por Impairment	(1,077)	712	(1,789)	(251.3%)	(1,068)	773	(1,841)	(238.2%)
Utilidad Operacional	1,135	(659)	1,794	(272.2%)	1,364	(595)	118	(329.2%)
Ingresos (Gastos) Financieros	(92)	(314)	222	(70.7%)	(783)	(811)	28	(3.5%)
Resultado de Participación en Compañías	1	7	(6)	(85.7%)	15	23	(8)	(34.8%)
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	1,044	(966)	2,010	(208.1%)	596	(1,383)	138	(143.1%)
Provisión Impuesto a las Ganancias	(60)	(69)	9	(13.0%)	(357)	(625)	268	(42.9%)
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	984	(1,035)	2,019	(195.1%)	239	(2,008)	406	(111.9%)
Interés no Controlante	1	3	(2)	(66.7%)	2	8	(6)	(75.0%)
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	985	(1,032)	2,017	(195.4%)	241	(2,000)	2,241	(112.1%)
EBITDA	423	319	104	32.6%	1,940	1,848	92	5.0%
Margen Ebitda	5.2%	4.7%	0.4%		6.8%	7.4%	(0.7%)	

Refinería de Cartagena

La Refinería de Cartagena ha logrado un volumen de ventas totales de 146 kbd, de los cuales 83 kbd correspondieron a ventas nacionales y 63 kbd están destinados a exportaciones. Las ventas representaron un ingreso de USD 968 millones en el cuarto trimestre de 2017, un incremento del 49% frente al cuarto trimestre de 2016, como resultado del aumento tanto en cantidades producidas como en precios.

Durante el cuarto trimestre se logró una carga promedio de 147 kbd, con un promedio acumulado para el año de 136 kbd, superando en 16% la carga acumulada del 2016 (117 kbd). La composición de la carga en el cuarto trimestre de 2017 fue de 66% crudo nacional y 34% importado, frente a un 43% de crudo nacional en el mismo periodo de 2016.

En términos del margen bruto de refinación, se observó un incremento sostenido trimestre a trimestre resultado del cierre del periodo de estabilización de la refinería, sumado a la optimización de la dieta (por incremento de crudos nacionales) y mejores precios de los productos.



Durante el último trimestre del año se realizó con éxito la prueba global de desempeño de la Refinería, a partir de la cual se dio inicio a la etapa de optimización y operación continua. Durante 60 días las 34 unidades de la refinería operaron según sus parámetros de diseño y de manera sincronizada, sin incidentes de seguridad de procesos ni ambientales, con una carga promedio de 144 mil barriles/ día.

Tabla 23: Margen de Refinación – Refinería de Cartagena

A	B	C	D	E	F	G
USD/BI	4T 2017	4T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
Margen de Refinación	12.5	8.0	56.6%	9.5	5.3	79.1%

Refinería de Barrancabermeja

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

A	B	C	D	E	F	G
	4T 2017	4T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
Carga* (kbpd)	221.5	208.7	6.2%	209.8	213.1	(1.5%)
Factor de Utilización (%)	84.3	75.4	11.9%	80.8	75.4	7.2%
Producción Refinados (kbped)	224.3	209.3	7.2%	212.4	214.2	(0.8%)

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

La carga y la producción subieron en el cuarto trimestre de 2017 versus el mismo trimestre de 2016, debido principalmente al mantenimiento programado de la unidad de crudo U-2100 en el 2016.

Tabla 25: Margen de Refinación – Refinería Barrancabermeja

A	B	C	D	E	F	G
USD/BI	4T 2017	4T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
Margen de Refinación	12.0	14.8	(19.0%)	13.5	14.0	(3.0%)

Al comparar el cuarto trimestre de 2017 y 2016 se observa una disminución en el margen de refinación de la Refinería de Barrancabermeja principalmente por aumento en el costo de la canasta de crudo no compensado con el incremento de los precios de los productos, en línea con el comportamiento habitual del mercado.

Tabla 26: Costo de Caja de refinación (no incluye Refinería de Cartagena) - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
USD/BI	4T 2017	4T 2016	% Var	Explicación	2017	2016	% Var	Explicación	% USD
Costo de caja refinación	4.37	4.09	6.0%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (+USD 0.20/BI): Menores cargas por disponibilidad de crudos medios y livianos. • Costo (+USD 0.05/BI): Mayores costos en mantenimiento por cambio de dieta, menor costo de servicio industrial. 	4.62	4.11	12.3%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (+USD 0.08/BI): Menores cargas por disponibilidad de crudos medios y livianos. • Costo (+USD 0.28/BI): Mayores costos en mantenimiento por cambio de dieta, menor costo de servicio industrial. 	17.0%
TRM	2,986.0	3,015.5	-1.0%	• TRM (+USD 0.03/BI): Menor TRM de COP 29.45/USD	2,951.3	3,051.0	-3.4%	• TRM (+USD 0.15/BI): Menor TRM de COP 99.66/USD	



Bioenergy

Es importante destacar que Bioenergy finalizó su proceso de construcción durante 2017, iniciando la fase de operación comercial en abril del mismo año y actualmente se encuentra en etapa de estabilización. Durante 2017 alcanzó una producción de 36 millones de litros de etanol que fueron destinados para abastecer el mercado doméstico de gasolina.

Este proyecto es el reflejo del esfuerzo de Ecopetrol por vincularse a proyectos para la producción de combustibles más limpios que mejoran la calidad del aire, apoyando el crecimiento social y económico de sus zonas de influencia.

Resultados financieros del segmento de Refinación

Los ingresos del cuarto trimestre de 2017 presentan un incremento con respecto al mismo periodo del año anterior explicado principalmente por: i) mejores precios de venta de productos, en línea con el comportamiento de los precios internacionales y ii) mayores rendimientos de productos valiosos (diésel y gasolinas) en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

El costo de ventas presentó un incremento en el cuarto trimestre explicado principalmente por: i) mayor carga, ii) aumento en el precio de la canasta de crudos en las dos refinerías, y iii) mayor costo de la materia prima de Esenttia.

Los gastos operativos disminuyeron principalmente debido a menores gastos asociados al arranque y estabilización de la Refinería de Cartagena.

En el último trimestre se presentó una recuperación de impairment principalmente en la Refinería de Cartagena como resultado de i) una mayor certidumbre en los márgenes de refinación producto de la ratificación de la implementación del convenio internacional para prevenir la contaminación ocasionada por los buques (Marpol) a partir de 2020, ii) mejores precios internacionales y márgenes de refinación con efecto positivo en los flujos de caja; y iii) optimizaciones operativas y financieras por la estabilización de la nueva Refinería. Asimismo, se reconocieron gastos de impairment en Bioenergy y en la Refinería de Barrancabermeja, este último relacionado principalmente con cargos financieros capitalizados como parte del proyecto de Modernización de la Refinería, el cual se encuentra actualmente aplazado.

Se resalta para el cuarto trimestre el buen desempeño operativo del segmento apalancado por las refinerías, con un EBITDA superior frente al mismo trimestre del año anterior y acumulado año. Como hito del año, la Refinería de Cartagena cerró el año con Ebitda y Utilidad Neta positivos.

Los gastos financieros disminuyeron principalmente por reducción de la tasa de cambio promedio asociada a la deuda en moneda extranjera y un menor gasto por intereses asociado a prepagos de deuda realizados en el año (porcentaje del prepagado de deuda de Ecopetrol S.A que corresponde a la Refinería de Barrancabermeja).



9. Resultado de Iniciativas de Reducción de Costos y Gastos

Se dio continuidad a la estrategia de Eficiencias en el Grupo Empresarial, la cual permitió incorporar en el cuarto trimestre del año eficiencias por COP 1.2 billones. Estos resultados fueron apalancados por la gestión integral de la compañía y en el acumulado del año ascendieron a COP 2.58 billones.

Tabla 27: Principales iniciativas de ahorro estructural en 2017

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	2017	2016
Optimización de los costos de Perforación y Construcción de Facilidades	485	45	724	118
Mejora en la gestión comercial	194	13	285	0
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream	149	172	252	387
Mejora en ingresos y márgenes de las refinerías	137	70	373	160
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados	88	85	352	830
Ahorro en áreas de soporte, logística y otras	50	205	141	514
Optimización del costo de levantamiento	36	63	198	199
Reducción de producciones diferidas por indisponibilidad de ductos	25	0	229	0
Optimización del costo de caja de refinación	12	6	35	46
Total	1,175	658	2,588	2,253

10. Inversiones

Las inversiones en el acumulado de 2017 ascendieron a USD 2.2 billones (67% en Ecopetrol S.A y 33% en filiales y subsidiarias).

Tabla 28: Inversiones realizadas por segmento - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
2017 (Millones USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Part.
Producción	1,204.0	168.0	1,372.1	62.2%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	105.7	154.5	260.2	11.8%
Exploración	161.7	214.3	376.0	17.0%
Transporte	0.0	186.9	186.9	8.5%
Corporativo	12.4	0.0	12.4	0.6%
Total	1,484	724	2,208	

Producción (63% de las inversiones): El Grupo Empresarial invirtió USD 1,372 millones, de los cuales el 50% corresponde a actividades ejecutadas en la Región Orinoquía y Rubiales. Se lograron materializar eficiencias por el 7% del Capex ejecutado en el año.

Exploración (17% de las inversiones): El total de la inversión fue de USD 376 millones, concentrada principalmente en actividades en el Offshore de Colombia (pozos Gorgón1, Purple Angel-1, Siluro-1, Molusco-1, Brama-1) y del Golfo de México (Warrior-2). También se continúan adelantando actividades para captura de información y pre-drilling en el onshore colombiano con el propósito de madurar oportunidades en el país. Las eficiencias ascendieron al 17% de las inversiones ejecutadas en el 2017.



Refinación, Petroquímica y Biocombustibles (12% de las inversiones): La mayor parte de las inversiones estuvieron concentradas en el cierre del proyecto de Bioenergy (USD 88 millones), seguidas de inversiones de mantenimiento y continuidad operativa en las Refinerías de Barrancabermeja (USD 82 millones) y Cartagena (USD 46 millones).

Transporte (8% de las inversiones): Se destacan las inversiones de Cenit (USD 147 millones) y Ocesa (USD 34 millones), cuyos proyectos principales son de continuidad operativa así como el Proyecto San Fernando Monterrey con una inversión de USD 87 millones.

La menor ejecución de inversiones de 2017 versus el estimado inicial se explica principalmente por: i) renegociación de obligaciones con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) por USD 150 millones, ii) eficiencias y ahorros en CAPEX por USD 240 millones y iii) actividades que no se efectuaron este año por mayor tiempo en la maduración de proyectos como resultado de la disciplina de capital, desplazando aproximadamente USD 500 millones para el año 2018.

Durante 2018 se prevé invertir entre COP 10 billones y COP 12 billones. Tras dos años de un exitoso plan de transformación focalizado en la reducción de costos y la disciplina de capital, el plan aprobado por la Junta Directiva para 2018 está dirigido a incrementar las reservas y la producción de hidrocarburos, capturar los beneficios por un entorno internacional más favorable para el sector y continuar el camino de la eficiencia.

El plan contempla que el 85% de los recursos se destinará a inversiones estratégicas en los segmentos de exploración y producción. Se destaca la perforación de más de 620 pozos de desarrollo, al menos 12 pozos exploratorios, 28 taladros de perforación y la adquisición de más de 41 mil kilómetros de sísmica 2D y 3D. Para el 2018 el 50% de los proyectos aprobados se encuentran en fase 4 de maduración versus solo 25% cuando se aprobó del plan de inversiones 2017.

El 96% de la inversión se realizará en Colombia y el restante será en los proyectos que el Grupo Ecopetrol tiene en Estados Unidos (Golfo de México), México, Brasil y Perú.

Las inversiones en los segmentos de transporte y refinación, equivalentes al 14% del plan, estarán orientadas a asegurar la confiabilidad, la integridad, los estándares de desempeño y la eficiencia de la operación de toda la red de oleoductos y poliductos, y de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

Dentro de los aspectos analizados por Ecopetrol para el desarrollo de su estrategia corporativa para el año 2020, la Junta Directiva decidió suspender la venta de su subordinada Polipropileno del Caribe S.A – Esenttia. De esta manera, como parte de la nueva estrategia se contempla dirigir los esfuerzos a asegurar la posición competitiva del grupo empresarial en los ramos de negocio desarrollados por cada una de sus subordinadas, y a garantizar las inversiones necesarias para este propósito.

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

1. Consolidación Organizacional

Tabla 29: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

A	B	C	D	E
Indicador HSE*	4T 2017	4T 2016	2017	2016
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (accidentes / millón de horas hombre)	0.70	1.12	0.64	1.09
Incidentes ambientales	3	3	14	8

*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.



Hitos relevantes:

En línea con el propósito de afianzar la seguridad como pilar de sus operaciones, el desempeño en el Índice Total de Incidentes Registrables (TRIF) del año 2017 de 0.64 accidentes registrables por millón de horas hombre, ubica a la compañía como una de las mejores a nivel mundial en seguridad del sector Oil & Gas.

En Seguridad de Procesos se presentó el mejor resultado de los últimos 9 años al tener un indicador de Incidentes de Seguridad de Procesos Nivel 1 en 5 incidentes, lo que representa una disminución del 17% respecto a los años 2015 y 2016. Este resultado está apalancado principalmente en la implementación de prácticas seguras y el fortalecimiento del liderazgo en este tema por parte de los niveles gerenciales.

Con el objetivo de alinear nuestras prácticas con el estándar mundial, Ecopetrol S.A. obtuvo la certificación OHSAS 18001 (Seguridad y Salud en el Trabajo) y la certificación ISO 14001 (Gestión Ambiental), permitiéndole ratificar altos estándares en HSE y ampliar su competitividad en el mercado.

2. Responsabilidad Corporativa

Inversión Social:

A 31 de diciembre del 2017 Ecopetrol S.A invirtió recursos para proyectos de inversión social por un valor de COP 18,502 millones, un 25% más que los COP 14,855 millones invertidos en el 2016. Los recursos en 2017 se han destinado principalmente a programas de cierre de brechas en educación y salud, cultura, infraestructura y fortalecimiento institucional.

Actualización Estrategia:

Como parte del proceso de la actualización de la estrategia de Responsabilidad Corporativa, en diciembre de 2017 se creó la Gerencia de Responsabilidad Corporativa de Ecopetrol (GRC), la cual reporta a la Secretaría General de la compañía. La GRC tiene como propósito identificar, adoptar y facilitar la incorporación de iniciativas que apalanquen el logro de los objetivos de negocio y aseguren el posicionamiento de Ecopetrol como una organización que se comporta responsablemente con sus grupos de interés.

En coherencia con su compromiso con la transparencia y la lucha contra la corrupción, Ecopetrol participó activamente en la definición del Plan de Trabajo 2018 de la Iniciativa de Transparencia para las Industrias Extractivas (EITI) en Colombia y en la elaboración del Informe EITI correspondiente al año fiscal 2016. El EITI es un estándar global que promueve la transparencia de los ingresos y la rendición de cuentas en el sector extractivo, en el cual participan empresas de la industria de minas e hidrocarburos, representantes de la sociedad civil y representantes del Gobierno.

A través de la realización de 1,672 encuestas en las diferentes regiones de operación en todo el país, en el cuarto trimestre de 2017 se culminó la Consulta de Percepción y Expectativas de los siete grupos de interés de Ecopetrol: Accionistas e inversionistas; Clientes; Socios; Empleados; Contratistas y sus empleados; Sociedad y Comunidad, y Estado.

La consulta evalúa la percepción sobre Ecopetrol alrededor de 11 atributos de Responsabilidad Corporativa, que son determinantes para la construcción y fortalecimiento de relaciones de confianza (p.ej. cumplimiento de los compromisos adquiridos, prácticas éticas y transparentes, responsabilidad con la comunidad, responsabilidad con el medio ambiente, respeto por los Derechos Humanos, entre otros).

Los resultados, que serán divulgados durante el primer trimestre de 2018, contribuyen a un conocimiento más profundo de cada grupo de interés, en línea con lo establecido en los diferentes sistemas de gestión (ISO 9001, ISO 14001, OSHAS 18000). De igual forma, sirven como insumo para revisar la promesa de valor, objetivos e indicadores de Responsabilidad Corporativa establecidos por Ecopetrol.

En el frente Ambiental tuvimos muy buenos logros al presentar el mejor resultado de los últimos 10 años del indicador de "Barriles Derramados por Causa Operacional", con un volumen derramado de 50 barriles y una



reducción del volumen derramado del 75% con respecto al año 2016. Así mismo, se redujo la emisión de 1,0 millón de toneladas de CO2 a través de la implementación de proyectos de optimización de procesos, aprovechamiento de gas para generación eléctrica o venta y eficiencia energética. Durante 2017 obtuvimos 132 autorizaciones ambientales que apalancaron el inicio de proyectos y la continuidad de las operaciones de la empresa.

Como consecuencia a lo establecido por la directriz de derechos humanos de Ecopetrol, se continuó con el seguimiento del desempeño de su gestión en derechos humanos. Asimismo, se entregó un informe con los indicadores clave en materia de derechos humanos para ser incluidos en el Reporte de Sostenibilidad 2017.

III. Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del cuarto trimestre del año 2017:

Español

Febrero 28, 2018

7:30 a.m. Bogotá

7:30 a.m. Nueva York

Inglés

Febrero 28, 2018

9:00 a.m. Bogotá

9:00 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/1601038-1/F17449F21C67CE66AEFE37C54F1B0EB8>
(Español)
- <http://event.onlineseminarsolutions.com/wcc/r/1601042-1/82D6B304C09D64459DD2D1989DA3DDEC>
(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



IV. Anexos Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 1: Producción Bruta por Región – Participación neta Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	4T 2017	4T 2016	Cambio %	2017	2016	Cambio %
La Cira-Infantas	24.8	20.5	21.0%	22.8	19.3	18.1%
Casabe	15.1	16.2	(6.8%)	15.9	17.8	(10.7%)
Yarigui	13.9	16.0	(13.1%)	15.0	17.2	(12.8%)
Otros	28.7	31.4	(8.6%)	30.0	32.3	(7.1%)
Total Región Central	82.5	84.1	(1.9%)	83.7	86.6	(3.3%)
Castilla	113.7	115.7	(1.7%)	114.1	121.3	(5.9%)
Chichimene	69.7	71.3	(2.2%)	70.5	74.0	(4.7%)
Cupiagua	31.9	36.6	(12.8%)	34.9	40.0	(12.8%)
Cusiana (2)	38.7	39.3	(1.5%)	37.1	19.3	92.2%
Otros (3)	24.1	16.1	49.7%	21.6	16.5	30.9%
Total Región Orinoquía	278.1	279.0	(0.3%)	278.2	271.1	2.6%
Area Huila (4)	3.2	3.4	(5.9%)	3.2	3.4	(5.9%)
Area San Francisco	5.9	6.1	(3.3%)	6.2	6.6	(6.1%)
Area Tello	4.0	4.4	(9.1%)	4.1	4.7	(12.8%)
Otros	12.4	13.7	(9.5%)	12.6	14.1	(10.6%)
Total Región Sur	25.5	27.6	(7.6%)	26.1	28.8	(9.4%)
Rubiales (1)	121.2	117.3	3.3%	118.7	61.5	93.0%
Caño Sur (3)	1.7	1.0	70.0%	1.4	0.4	250.0%
Total Región Oriente	122.9	118.3	3.9%	120.1	61.9	0.9
Rubiales (1)	0.0	0.0	0.0%	0.0	41.4	0.0%
Cusiana (2)	0.0	0.0	0.0%	0.0	15.2	0.0%
Guajira	27.3	29.5	(7.5%)	27.1	33.3	(18.6%)
Caño Limón	23.1	23.4	(1.3%)	22.2	23.3	(4.7%)
Piedemonte	30.8	29.8	3.4%	29.5	30.4	(3.0%)
Quifa	18.7	17.3	8.1%	18.8	19.6	(4.1%)
Nare	12.9	14.7	(12.2%)	13.4	15.9	(15.7%)
Otros	35.5	39.9	(11.0%)	36.9	40.6	(9.1%)
Total Activos con Socios	148.3	154.6	(4.1%)	147.9	219.7	(32.7%)
Total Ecopetrol S.A.	657.3	663.6	(0.9%)	656.0	668.1	(1.8%)
Operación Directa	511.1	512.2	(0.2%)	510.6	451.6	13.1%
Operación Asociada	146.2	151.4	(3.4%)	145.4	216.5	(32.8%)
Ocelote (**)	11.9	11.4	4.8%	13.5	11.2	20.5%
Otros	16.7	8.2	103.8%	14.0	7.6	84.2%
Total Hocol	28.7	19.6	46.2%	27.5	18.8	46.3%
Piedemonte	14.4	15.1	(4.6%)	14.7	15.4	(4.5%)
Tauramena/Río Chitama	0.3	0.3	0.0%	0.2	2.3	(91.3%)
Otros	0.0	1.2	(100.0%)	0.5	1.2	(58.3%)
Total Equión*	14.7	16.6	(11.4%)	15.4	18.9	(18.5%)
Lobitos	2.6	2.7	(3.7%)	2.4	2.3	4.3%
Peña Negra	1.6	1.8	(11.1%)	1.8	2.0	(10.0%)
Otros	1.0	1.1	(9.1%)	0.8	1.1	(27.3%)
Total Savia*	5.2	5.6	(7.1%)	5.0	5.4	(7.4%)
Dalmatian	3.1	1.5	106.7%	2.7	1.5	80.0%
K2	1.0	1.9	(47.4%)	1.2	1.8	(33.3%)
Gunflint	6.5	8.1	(19.8%)	7.3	3.4	114.7%
Total Ecopetrol America Inc.	10.6	11.5	(7.8%)	11.2	6.7	67.2%
Total Filiales	59.2	53.3	11.0%	59.1	49.8	18.7%
Total Grupo Empresarial	717	717	(0.1%)	715	718	(0.4%)

*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	E	F	G
(kbpd)	4T 2017	4T 2016	Cambio %		2017	2016	Cambio %
Liviano	64.9	69.3	(6.3%)		66.6	66.6	0.0%
Medio	170.9	175.1	(2.4%)		173.3	179.5	(3.5%)
Pesado	352.3	349.6	0.8%		351.0	346.0	1.4%
Total	588.1	594.0	(1.0%)		590.9	592.1	(0.2%)

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

	A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	4T 2017	4T 2016	Cambio %		2017	2016	Cambio %
Crudo	500.1	498.5	0.3%		501.4	503.0	(0.3%)
Gas Natural***	108.9	94.5	15.2%		105.6	97.7	8.1%
Total	609.0	593.0	2.7%		607.0	600.7	1.0%

* La producción neta no incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada Compañía.

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

*** La producción de gas incluye productos blancos.

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

	A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016		2017	2016
Ingresos					
Nacionales		7,902	6,550	28,236	24,745
Exterior		7,461	6,763	26,974	22,987
Total Ingresos		15,363	13,313	55,210	47,732
Costo de Ventas					
Depreciación, amortización y agotamiento		1,810	1,873	8,117	7,370
Depreciación, amortización y agotamiento variable		1,186	1,520	5,750	5,319
Depreciación fijo		624	353	2,367	2,051
Costos Variables:		5,500	5,573	20,803	19,626
Productos importados		2,591	3,395	11,637	12,049
Compras nacionales		2,142	1,610	7,067	5,215
Servicios de transporte de hidrocarburos		100	148	666	783
Variación de inventarios y otros		667	420	1,433	1,579
Costos Fijos:		2,435	2,259	7,973	7,240
Servicios contratados		728	721	2,422	2,344
Mantenimiento		551	636	2,039	1,998
Costos laborales		488	473	1,815	1,572
Otros		668	429	1,697	1,326
Total Costo de Ventas		9,745	9,705	36,893	34,236
Utilidad Bruta		5,618	3,608	18,317	13,496
Gastos Operacionales		1,402	1,193	4,185	4,401
Gastos de administración		489	900	2,843	3,673
Gastos de exploración y proyectos		913	293	1,342	728
(Recuperación) gasto por Impairment activos largo plazo		(1,399)	782	(1,373)	842
Utilidad Operacional		5,615	1,633	15,505	8,253
Resultado Financiero, Neto		(538)	221	(2,501)	(1,183)
Diferencia en cambio, neto		156	138	6	968
Intereses, neto		(538)	(588)	(1,980)	(2,378)
Ingresos (Gastos) financieros		(156)	671	(527)	227
Resultados de Participación en Compañías		(25)	(24)	33	(10)
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias		5,052	1,830	13,037	7,060
Provisión Impuesto a las ganancias		(1,429)	(1,472)	(5,635)	(4,656)
Ganancia Neta Consolidada		3,623	358	7,402	2,404
Interés no controlante		(196)	(172)	(782)	(839)
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol		3,427	186	6,620	1,565
EBITDA		5,778	4,474	23,075	18,018
Margen Ebitda		37.6%	33.6%	41.8%	37.7%



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

A	B	C	D
Miles de millones (COP)	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	7,946	8,410	(5.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	6,099	4,213	44.8%
Inventarios	4,601	3,842	19.8%
Activos por impuestos corrientes	625	1,129	(44.6%)
Activos financieros disponibles para la venta	-	52	(100.0%)
Otros activos financieros	2,968	5,316	(44.2%)
Otros activos	881	1,035	(14.9%)
	23,120	23,997	(3.7%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	104	132	(21.2%)
Activos corrientes	23,224	24,129	(3.8%)
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,330	1,553	(14.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	777	729	6.6%
Propiedades, planta y equipo	61,360	62,269	(1.5%)
Recursos naturales y del medio ambiente	21,308	22,341	(4.6%)
Intangibles	380	272	39.7%
Activos por impuestos diferidos	7,128	6,896	3.4%
Otros activos financieros	3,566	1,371	160.1%
Otros activos no corrientes	1,602	1,747	(8.3%)
Total Activos No Corrientes	97,451	97,178	0.3%
Total Activos	120,675	121,307	(0.5%)
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	5,145	4,126	24.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6,968	6,854	1.7%
Provisiones por beneficios a empleados	1,830	1,974	(7.3%)
Pasivos por impuestos corrientes	2,006	2,131	(5.9%)
Provisiones y contingencias	559	822	(32.0%)
Otros pasivos corrientes	339	440	(23.0%)
	16,847	16,347	3.1%
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	-	40	(100.0%)
Total Pasivos Corrientes	16,847	16,387	2.8%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	38,403	48,096	(20.2%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	29	24	20.8%
Provisiones por beneficios a empleados	6,502	3,901	66.7%
Pasivos por impuestos diferidos	2,595	2,229	16.4%
Provisiones y contingencias	5,979	5,096	17.3%
Otros pasivos no corrientes	539	255	111.4%
Total Pasivos No Corrientes	54,047	59,601	(9.3%)
Total Pasivos	70,894	75,988	(6.7%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	47,899	43,674	9.7%
Interes no Controlante	1,882	1,645	14.4%
Total Patrimonio	49,781	45,319	9.8%
Total Pasivos y Patrimonio	120,675	121,307	(0.5%)

Tabla 6: Estado de Resultado Integrales – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de Millones (COP)	4T 2017	4T 2016	2017	2016
Utilidad Consolidada	3,623	358	7,402	2,404
Elementos del otro Resultado Integral, Neto de Impuestos				
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	238	847	(260)	(983)
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	(30)	(311)	292	991
Coberturas inversión neta negocios en el extranjero	(166)	(416)	58	(155)
Mediciones de planes de beneficios definidos	(1,685)	(1,506)	(1,548)	(1,153)
Otros menores	(17)	(114)	16	43
Total otro Resultado Integral	(1,660)	(1,500)	(1,442)	(1,257)
Total Resultado Integral	1,963	(1,142)	5,960	1,147
Atribuible:				
A los accionistas	1,743	(1,336)	5,171	341
Participación no controladora	220	194	789	806
Total Resultado Integral	1,963	(1,142)	5,960	1,147

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

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	2017	2016
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación:				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	3,427	186	6,620	1,565
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Participación de accionistas no controlantes	196	172	782	839
Cargo por impuesto a las ganancias	1,429	1,472	5,635	4,656
Depreciación, agotamiento y amortización	1,837	1,922	8,267	7,592
(Utilidad) Pérdida por diferencia en cambio	(156)	(138)	(6)	(968)
Costo financiero reconocido en resultados	843	816	3,139	3,346
Pozos secos	624	189	898	343
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	(23)	67	27	79
Impairment de activos de corto y largo plazo	(1,367)	807	(1,342)	916
Ganancia por valoración de activos financieros	4	(16)	(105)	(60)
Ganancia en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	(451)	-	(451)	-
Ganancia por venta de activos	(4)	(60)	(180)	(47)
(Ganancia) pérdida en resultados de compañías asociadas y negocios conjuntos	25	24	(33)	10
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	168	206	583	720
Otros conceptos menores	14	-	14	-
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	-116	-1021	-2657	-410
Impuesto de renta pagado	-97	-602	-4217	-4348
Efectivo Neto Generado por las Actividades de Operación	6,353	4,024	16,974	14,233
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión:				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(954)	(1,424)	(2,363)	(3,647)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,352)	(805)	(3,568)	(2,121)
Adquisiciones de intangibles	(15)	(23)	(176)	(69)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	35	242	216	967
Venta (Compra) de otros activos financieros	(1,569)	(654)	565	(5,447)
Intereses recibidos	109	99	406	386
Dividendos recibidos	1	37	270	438
Ingresos por venta de activos	197	-	266	109
Efectivo Neto usado en Actividades de Inversión	(3,548)	(2,528)	(4,384)	(9,384)
Flujo de Efectivo en Actividades de Financiación:				
Captaciones (pagos) de préstamos	(1,901)	(154)	(8,562)	1,444
Pago de intereses	(642)	(478)	(2,697)	(2,495)
Dividendos pagados	(200)	(319)	(1,505)	(1,712)
Efectivo Neto usado en Actividades de Financiación	(2,743)	(951)	(12,764)	(2,763)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	31	154	(290)	(226)
Aumento (disminución) en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	93	699	(464)	1,860
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	7,853	7,711	8,410	6,550
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	7,946	8,410	7,946	8,410



Tabla 8: Conciliación del EBITDA – Grupo Empresarial

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	2017	2016
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA				
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	3,427	186	6,620	1,565
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,837	1,922	8,267	7,592
+/- Impairment de activos a largo plazo	(1,399)	782	(1,373)	842
- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	(451)	-	(451)	-
+/- Resultado financiero, neto	538	(221)	2,501	1,183
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,429	1,472	5,635	4,656
+ Otros Impuestos	201	161	1,094	1,341
+/- Interes no controlante	196	172	782	839
EBITDA Consolidado	5,778	4,474	23,075	18,018

Tabla 9: Conciliación del EBITDA por Segmento (4T 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	1,670	985	772	-	3,427
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,267	280	290	-	1,837
+/- Impairment activos a largo plazo	(257)	(1,077)	(65)	-	(1,399)
- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	(451)	-	-	-	(451)
+/- Resultado financiero, neto	354	92	92	-	538
+ Provisión impuesto a las ganancias	765	60	604	-	1,429
+ Otros impuestos	96	84	21	-	201
+/- Interes no controlante	-	(1)	197	-	196
EBITDA Consolidado	3,444	423	1,911	-	5,778

Tabla 10: Conciliación del EBITDA por Segmento (4T 2016)

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	516	(1,032)	702	-	186
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,537	142	243	-	1,922
+/- Impairment activos a largo plazo	112	712	(42)	-	782
+/- Resultado financiero, neto	(509)	314	27	(53)	(221)
+ Provisión impuesto a las ganancias	937	69	466	-	1,472
+ Otros Impuestos	22	117	22	-	161
+/- Interes no controlante	-	(3)	175	-	172
EBITDA Consolidado	2,615	319	1,593	(53)	4,474

Tabla 11: Conciliación del EBITDA por Segmento (Acumulado 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	3,405	241	2,975	(1)	6,620
+ Depreciación, agotamiento y amortización	5,966	1,190	1,111	-	8,267
+/- Impairment activos a largo plazo	(246)	(1,068)	(59)	-	(1,373)
- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	(451)	-	-	-	(451)
+/- Resultado financiero, neto	1,333	783	385	-	2,501
+ Provisión impuesto a las ganancias	2,717	357	2,561	-	5,635
+ Otros Impuestos	502	439	153	-	1,094
+/- Interes no controlante	-	(2)	784	-	782
EBITDA Consolidado	13,226	1,940	7,910	(1)	23,075



Tabla 12: Conciliación del EBITDA por Segmento (Acumulado 2016)

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	745	(2,000)	2,832	(12)	1,565
+ Depreciación, agotamiento y amortización	5,466	1,147	979	-	7,592
+/- Impairment activos a largo plazo	110	773	(41)	-	842
+/- Resultado financiero, neto	118	811	243	11	1,183
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,365	625	2,666	-	4,656
+ Otros Impuestos	579	500	262	-	1,341
+/- Interés no controlante	-	(8)	847	-	839
EBITDA Consolidado	8,383	1,848	7,788	(1)	18,018

Tabla 13: Deuda de largo plazo – Grupo Empresarial Ecopetrol*

A	B	C	D
Compañía	Moneda Extranjera (USD)	Moneda Local (COP**)	Total
Ecopetrol	11,965	3,196,700	13,036
Bicentenario	-	1,373,750	460
ODL	-	619,297	208
Bioenergy	-	454,328	152
Ocensa	500	-	500
Total	12,465	5,644,075	14,357

*Valor nominal de la deuda a 31 de diciembre de 2017, sin incluir causación de intereses.

**Cifras expresadas en millones de dólares equivalentes con la TRM al 31 de diciembre de 2017.

V. 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 14: Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	2017	2016
Ventas totales	13,549	10,901	46,491	38,350
Costos variables	7,015	6,398	25,685	22,796
Costos fijos	2,871	2,428	9,784	8,786
Costo de ventas	9,886	8,826	35,469	31,582
Utilidad bruta	3,663	2,075	11,022	6,768
Gastos operativos	1,453	600	2,998	2,569
Utilidad operacional	2,210	1,475	8,024	4,199
Ingresos (gastos) financieros	(367)	435	(1,753)	(511)
Participación en resultados de compañías	2,276	(679)	3,061	(141)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	4,119	1,231	9,332	3,547
Impuesto a las ganancias	(692)	(1,045)	(2,712)	(1,982)
Utilidad neta	3,427	186	6,620	1,565
EBITDA	4,004	2,836	14,761	10,334
Margen EBITDA	29.6%	26.0%	31.7%	26.9%



Tabla 15: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C	D
Miles de millones (COP)	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,357	5,360	(18.7%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	6,158	4,620	33.3%
Inventarios	3,232	2,590	24.8%
Activos por impuestos corrientes	399	661	(39.6%)
Activos financieros disponibles para la venta	-	52	(100.0%)
Otros activos financieros	5,196	8,830	(41.2%)
Otros activos	777	879	(11.6%)
	20,119	22,992	(12.5%)
Activos no corrientes mantenidos para la venta	23	30	(23.3%)
Activos corrientes	20,142	23,022	(12.5%)
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	42,709	29,436	45.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	698	3,089	(77.4%)
Propiedades, planta y equipo	19,961	21,276	(6.2%)
Recursos naturales y del medio ambiente	17,080	18,316	(6.7%)
Intangibles	242	169	43.2%
Activos por impuestos diferidos	4,425	4,293	3.1%
Otros activos financieros	3,054	1,007	203.3%
Otros activos no corrientes	806	930	(13.3%)
Total Activos No Corrientes	88,975	78,516	13.3%
Total Activos	109,117	101,538	7.5%
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	4,296	2,650	62.1%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6,177	5,299	16.6%
Provisiones por beneficios a empleados	1,788	1,949	(8.3%)
Pasivos por impuestos corrientes	540	586	(7.8%)
Provisiones y contingencias	343	620	(44.7%)
Otros pasivos corrientes	203	197	0.0304569
Total Pasivos Corrientes	13,347	11,301	18.1%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	34,844	37,090	(6.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	0
Provisiones por beneficios a empleados	6,502	3,901	66.7%
Pasivos por impuestos diferidos	1,716	1,296	32.4%
Provisiones y contingencias	4,795	4,230	13.4%
Otros pasivos no corrientes	14	46	(69.6%)
Total Pasivos No Corrientes	47,871	46,563	2.8%
Total Pasivos	61,218	57,864	5.8%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	47,899	43,674	9.7%
Total Patrimonio	47,899	43,674	9.7%
Total Pasivos y Patrimonio	109,117	101,538	7.5%



2. Principales empresas que consolidan en el Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 16: Essentia (Propilco) - volúmenes de venta

A	B	C	D	E
Ventas (toneladas)	4T 2017	4T 2016	2017	2016
Polipropileno	118,107	100,827	451,308	448,189
Masterbatch	2,761	3,271	10,291	14,140
Polietileno	5,937	6,421	31,297	26,831
Total	126,805	110,519	492,897	489,160

Tabla 17: Refinería de Cartagena - volúmenes de venta

A	B	C	D	E
Ventas (kbped)	4T 2017	4T 2016	2017	2016
Local	90.1	52.9	83.1	50.7
Exportación	62.1	82.6	63.3	81.0
Total	152.2	135.5	146.5	131.7

Tabla 18: Estado de Ganancias o Pérdidas

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
	HOCOL				AMERICA INC				PROPILCO				REFICAR				CENIT			
Miles de millones (COP)	4T 2017	4T 2016	2017	2016	4T 2017	4T 2016	2017	2016	4T 2017	4T 2016	2017	2016	4T 2017	4T 2016	2017	2016	4T 2017	4T 2016	2017	2016
Ventas	272	201	1,184	908	126	150	519	305	557	442	2,001	1,902	2,892	1,965	9,151	6,510	1,040	977	4,058	4,031
Costos variables	91	80	477	494	96	197	593	343	458	326	1,617	1,362	2,437	1,762	7,984	6,097	94	60	288	195
Costos fijos	115	82	342	276	23	39	157	95	30	45	118	121	333	254	1,184	1,014	435	409	1,524	1,757
Costo de Ventas	206	162	819	770	119	236	750	438	488	371	1,735	1,483	2,770	2,016	9,168	7,111	529	469	1,812	1,952
Utilidad (Pérdida) Bruta	66	39	365	138	7	(86)	(231)	(133)	69	71	266	419	122	(51)	(17)	(601)	511	508	2,246	2,079
Gastos operativos	157	200	329	302	(630)	64	(411)	154	48	45	173	168	(1,323)	740	(740)	1,447	28	65	188	294
Utilidad (Pérdida) Operacional	(91)	(161)	36	(164)	637	(150)	180	(287)	21	26	93	251	1,445	(791)	723	(2,048)	483	443	2,058	1,785
Ingresos (Gastos) financieros	-	(5)	(4)	19	(5)	(5)	(16)	(11)	1	-	-	-	(159)	(226)	(611)	(635)	31	17	22	(44)
Participación en resultados de compañías	10	11	48	56	-	-	-	-	32	25	114	105	-	-	-	-	433	403	1,716	1,806
Utilidad (Pérdida) antes de Impuesto a las Ganancias	(81)	(155)	80	(89)	632	(155)	164	(298)	54	51	207	356	1,286	(1,017)	112	(2,683)	947	863	3,796	3,547
Impuesto a las ganancias	-	35	(170)	25	-	-	-	-	(5)	(10)	(46)	(102)	(114)	165	(64)	236	(197)	(146)	(806)	(760)
Utilidad (Pérdida) Neta	(81)	(120)	(90)	(64)	632	(155)	164	(298)	49	41	161	254	1,172	(852)	48	(2,447)	750	717	2,990	2,787
EBITDA	(8)	74	514	331	(192)	90	(148)	103	32	55	148	312	135	(180)	9	(699)	566	514	2,551	2,291
Margen EBITDA	(2.8%)	36.6%	43.4%	36.4%	(152.7%)	60.0%	(28.6%)	33.6%	5.8%	12.4%	7.4%	16.4%	4.7%	(9.1%)	0.1%	(10.7%)	54.4%	52.6%	62.9%	56.8%

Tabla 19: 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)	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Activos Corrientes	701	787	350	192	936	833	2,744	2,006	2,741	839
Activos no Corrientes	2,210	2,203	3,122	2,732	993	976	24,036	23,295	12,796	12,225
Total Activos	2,911	2,990	3,472	2,924	1,929	1,809	26,780	25,301	15,537	13,064
Pasivos Corrientes	896	934	226	93	311	347	2,526	2,975	910	1,271
Pasivos no Corrientes	323	297	281	185	96	94	6,087	14,211	554	728
Total Pasivos	1,219	1,231	507	278	407	441	8,613	17,186	1,464	1,999
Patrimonio	1,692	1,759	2,965	2,646	1,522	1,368	18,167	8,115	14,073	11,065
Total Pasivo y Patrimonio	2,911	2,990	3,472	2,924	1,929	1,809	26,780	25,301	15,537	13,064