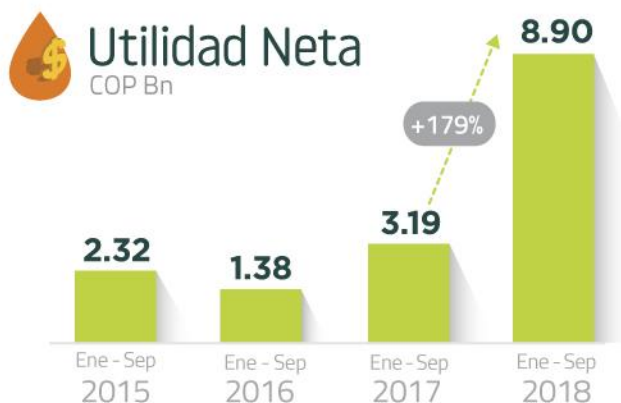


# Resultados tercer trimestre 2018

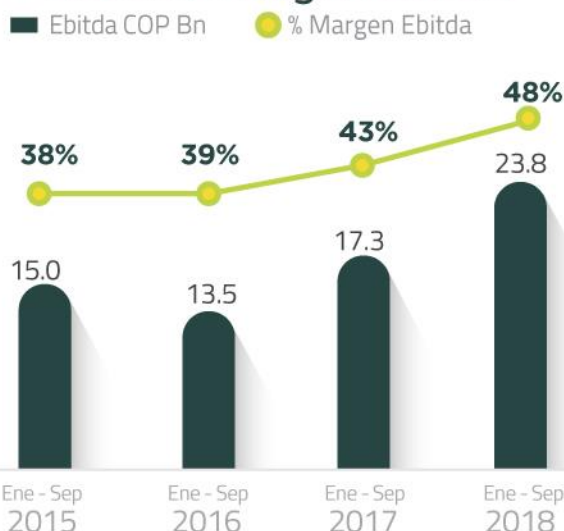
## Por la senda del crecimiento rentable y sostenible



### Crecimiento en volumen + Mayor rentabilidad por barril

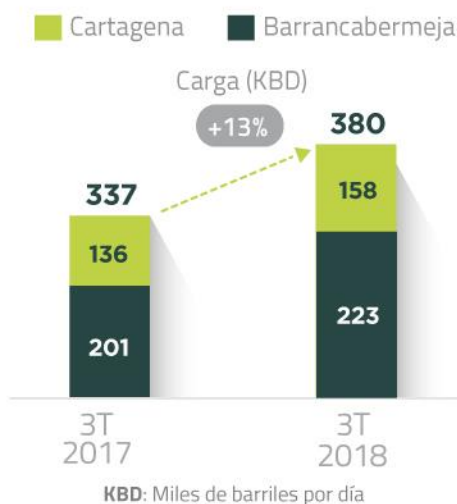


### Ebitda / Margen Ebitda



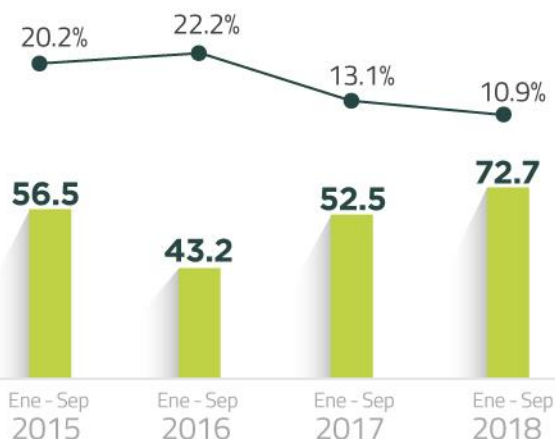
### Refinación

Operación consolidada que genera valor al GE



### Brent vs Diferencial

Promedio precio BRENT - Dólares x Barril • Diferencial / Brent



### Exploración

- Acceso estratégico a Cuenca Santos en Brasil
- Descubrimiento en pozos Andina-1 y REX-NE

### Transporte

Incremento en volumen transportado, gracias a optimizaciones en algunos sistemas como Galán - Bucaramanga y Coveñas - Cartagena



**E**copetrol reportó el mejor resultado financiero de los últimos cuatro años para el periodo acumulado de los primeros nueve meses del año. La utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol ascendió a 8.9 billones de pesos, el EBITDA alcanzó 23.8 billones de pesos y el margen EBITDA se ubicó en 48%. Este excelente resultado financiero se obtuvo gracias al buen desempeño operacional de todos los segmentos, que ha permitido aumentar la producción de crudo y gas, disminuir las importaciones de crudo para nuestro segmento de refinación y de productos para el mercado local, y, en agregado, permitir la captura del beneficio asociado a mejores precios del crudo internacional.

La flexibilidad de la estrategia comercial del Grupo también permitió aprovechar la mayor demanda de crudo proveniente de refinadores en Asia y así generar mayor valor. En el tercer trimestre de 2018 las ventas a este destino alcanzaron una participación del 45% sobre el total de las exportaciones de crudo versus 25% para el mismo trimestre del año anterior. Gracias a esta iniciativa, el descuento del precio de la canasta de crudos con respecto a Brent se mantuvo en un 11%.

En el tercer trimestre de 2018 la producción promedio del Grupo Ecopetrol alcanzó 724 mil barriles de petróleo equivalente por día, siendo la mayor de los últimos 10 trimestres. El promedio acumulado de producción del año es 716 mil barriles de petróleo equivalente por día. El incremento en producción del trimestre está en línea con la meta establecida para 2018 y se logró gracias a los buenos resultados de la campaña de perforación y la mayor demanda de gas del sector térmico e industrial. Al cierre del trimestre alcanzamos 421 pozos de desarrollo perforados y 41 taladros de perforación en operación.

Este incremento de actividad se ve reflejado en una mayor ejecución de inversiones durante el trimestre, las cuales ascendieron a 789 millones de dólares y equivalen al 80% del total invertido durante el primer semestre del año y más de 50% adicional a lo invertido en el tercer trimestre de 2017.

En el segmento de exploración me complace resaltar que Ecopetrol entró a unas de las cuencas petroleras de mayor potencial en el mundo. El consorcio conformado por BP Energy (50% - Operador), Ecopetrol (20%) y CNOOC Petroleum (30%) ganó el bloque Pau-Brasil, localizado en la región central de la Cuenca de Santos, del Pre-sal



brasileño. Este hito es consistente con la estrategia de crecimiento a largo plazo, y demuestra la capacidad de Ecopetrol de desarrollar alianzas estratégicas con compañías líderes en la industria para oportunidades de clase mundial.

Durante el tercer trimestre se perforaron cinco pozos exploratorios para un total de nueve en lo corrido del año y una tasa de éxito exploratorio de 44%. Este resultado está en línea con la meta de perforar doce pozos durante 2018 y responde a la estrategia de construir una base sólida de activos para la sostenibilidad futura de la compañía.

Por su parte, en el segmento de transporte se destaca el incremento en el volumen transportado de crudo y productos refinados, gracias a las optimizaciones en algunos sistemas como Galán – Bucaramanga y Coveñas – Cartagena, y a la entrada en operación del sistema San Fernando-Apiay, además de la ampliación del P135. Así mismo, es importante mencionar que se desarrollaron pruebas de evacuación de crudo a una mayor viscosidad, transportando a 700 centistokes (cst – medida de viscosidad) con resultados operativos positivos, los cuales se encuentran en etapa de evaluación económica.

Durante el tercer trimestre, la red de oleoductos continuó presentando afectaciones originadas por terceros, especialmente en el sistema Caño Limón-Coveñas; sin embargo, la operación contingente del oleoducto Bicentenario permitió atenuar estos impactos, situación que resultó en cinco ciclos de reversión en el trimestre. Durante lo corrido del año se han realizado 35 ciclos de reversión en el oleoducto Bicentenario. Esta operación ha permitido evitar producción diferida del campo Caño Limón.

El segmento de Refinación tuvo un desempeño operativo sobresaliente en el trimestre alcanzando un nuevo máximo histórico de carga estable con 380 mil barriles por día para las dos refinerías. El tercer trimestre ha sido el mejor del año en cargas y margen de refinación para cada una de las refinerías.

En línea con el proceso de optimización, la refinería de Cartagena continuó generando valor al lograr una



carga promedio de 158 mil barriles por día para el trimestre y una composición de carga de 80% en crudo nacional y 20% en crudo importado. Este resultado contribuyó significativamente a reducir el costo de ventas del Grupo. En el mes de agosto se logró un récord en la refinería al usar 100% de crudos locales durante nueve días alcanzando una carga promedio de 164 mil barriles por día. El margen bruto de refinación para el trimestre fue 12.1 dólares por barril, un incremento del 17.5% respecto al mismo período del año anterior.

Por su parte, la refinería de Barrancabermeja tuvo un incremento del 11% en carga frente al tercer trimestre de 2017. Este resultado fue posible gracias a la operación estable de sus unidades y la implementación de iniciativas de segregación de crudos livianos e intermedios. El margen de refinación promedio del trimestre se ubicó en 13.9 dólares por barril, impactado principalmente por el incremento del precio de la canasta de crudos versus Brent.

En línea con nuestro compromiso con el país por mejorar la calidad del aire hemos aprovechado las mayores sinergias entre las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, así como ajustes operacionales en los sistemas de transporte y logísticos para producir combustibles más limpios.

En septiembre, el diésel que se distribuyó en Colombia tuvo en promedio un contenido entre 15 y 20 partes por millón (ppm) de azufre, valor que es inferior al máximo de 50 ppm de azufre permitido por la normatividad local. En particular, la ciudad de Medellín recibió un diésel con un promedio entre 12 y 14 ppm de azufre, el cual cumple con los estándares de mercados referentes a nivel mundial como es el caso de Estados Unidos (10 a 15 ppm de azufre).

Continuando con nuestra estrategia de eficiencias, en lo corrido del año se incorporaron eficiencias por 1.8 billones de pesos a lo largo del Grupo, un incremento del 26% frente a las reportadas en el mismo periodo de 2017. Nuestro objetivo es continuar con la mejora de eficiencias en costo y la disciplina de capital que hemos adoptado en nuestra cultura corporativa.

Todo lo anterior contribuye significativamente en la posición financiera del Grupo. Al cierre del trimestre logramos aumentar la sólida posición de caja del Grupo, que pasó de 15.8 billones de pesos al cierre

del segundo trimestre, a 18.1 billones de pesos al cierre del tercero, incluso después de pagar la segunda cuota de dividendos a la Nación por 1.6 billones de pesos y de hacer prepagos de deuda por un monto equivalente a 637 millones de dólares. Este fortalecimiento financiero es fundamental para respaldar los planes de crecimiento rentable del Grupo, y para asegurar la sostenibilidad a largo plazo a través de los ciclos de precios del crudo.

También es importante resaltar que en septiembre, Ecopetrol finalizó la negociación de una nueva Convención Colectiva de Trabajo que regirá por 4.5 años y cobija aspectos de educación, salud, alimentación, préstamos y transporte, entre otros beneficios para los trabajadores. La Nueva Convención Colectiva de Trabajo está alineada con la estrategia empresarial que busca mantener la eficiencia, la disciplina de capital y el trabajo colectivo en la nueva fase de crecimiento de Ecopetrol y redundará positivamente en beneficio del bienestar de los trabajadores y el desarrollo del país.

En el marco del desarrollo de iniciativas de ESG (Medio Ambiente, Responsabilidad Social y Gobierno Corporativo – por su sigla en inglés), en lo corrido del año hemos enfocado esfuerzos en actividades como la reutilización de agua en nuestras operaciones, alcanzando 63.3 millones de metros cúbicos de agua. Esto representa un ahorro adicional del 20% frente al mismo periodo del año anterior, permitiendo optimizar el recurso hídrico requerido. En otro frente, hemos avanzado en la incorporación de fuentes adicionales de energía renovable no convencional a la matriz energética de la empresa mediante el anuncio de la construcción de una granja solar para proveer la energía requerida por el campo Castilla. Esto se suma a la generación de energía renovable ya existente mediante biomasa.

Ecopetrol continúa comprometido con la generación de valor, el cuidado del medio ambiente, la seguridad de sus operaciones y el compromiso con la ética y la transparencia. Mantener resultados sobresalientes y crecer rentablemente seguirán siendo nuestro foco en aras de continuar con una compañía sostenible y que genere valor para sus accionistas.

Felipe Bayón Pardo  
Presidente Ecopetrol





Bogotá, octubre 31 de 2018. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el tercer trimestre y el acumulado de 2018, preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	3T 2018	3T 2017	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales	17,876	13,325	4,551	34.2%	49,506	39,847	9,659	24.2%
Utilidad Operacional	5,653	3,323	2,330	70.1%	17,217	9,889	7,328	74.1%
Ganancia Neta Consolidada	3,007	1,224	1,783	145.7%	9,591	3,779	5,812	153.8%
Interés No Controlado	(232)	(221)	(11)	5.0%	(682)	(585)	(97)	16.6%
<b>Ganancia atribuible a los accionistas Ecopetrol</b>	<b>2,775</b>	<b>1,003</b>	<b>1,772</b>	<b>176.7%</b>	<b>8,909</b>	<b>3,194</b>	<b>5,715</b>	<b>178.9%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>7,997</b>	<b>5,852</b>	<b>2,145</b>	<b>36.7%</b>	<b>23,756</b>	<b>17,296</b>	<b>6,460</b>	<b>37.3%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>44.7%</b>	<b>43.9%</b>	<b>0.8%</b>		<b>48.0%</b>	<b>43.4%</b>	<b>4.6%</b>	

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

## I. Resultados Financieros y Operativos Grupo Empresarial Ecopetrol

Durante el tercer trimestre de 2018, el Grupo Empresarial Ecopetrol alcanzó sólidos resultados financieros, registrando un Ebitda de cerca de COP 8.0 billones, superior en COP 2.1 billones al registrado en el mismo periodo de 2017. La utilidad atribuible a los accionistas de Ecopetrol en el mismo periodo ascendió a COP 2.8 billones, con un margen Ebitda de 45%. Estos resultados fueron alcanzados gracias a: i) los mayores niveles de producción de hidrocarburos (724 kbped) en el tercer trimestre de 2018, siendo la mayor de los últimos 10 trimestres, ii) sólido desempeño operacional en refinación donde se ha alcanzado el mayor nivel de carga promedio en 380 kbd iii) eficiencia en la operación de reversión del Oleoducto Bicentenario, contrarrestando los impactos asociados a los ataques al oleoducto Caño Limón Coveñas iv) lo cual ha permitido capturar el beneficio de mejores precios de crudo del periodo, compensado en parte por el reconocimiento del gasto asociado a inversión exploratoria no comercial en los bloques K642 y K686 del Golfo de México (pozos León 1 y 2).



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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	3T 2018	3T 2017	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	8,671	6,915	1,756	25.4%	24,377	20,334	4,043	19.9%
Ventas al Exterior	9,205	6,410	2,795	43.6%	25,129	19,513	5,616	28.8%
<b>Ventas Totales</b>	<b>17,876</b>	<b>13,325</b>	<b>4,551</b>	<b>34.2%</b>	<b>49,506</b>	<b>39,847</b>	<b>9,659</b>	<b>24.2%</b>
Depreciación y Amortización	2,053	2,184	(131)	(6.0%)	5,723	6,307	(584)	(9.3%)
Costos Variables	6,342	4,668	1,674	35.9%	17,361	15,302	2,059	13.5%
Costos Fijos	2,228	1,925	303	15.7%	6,143	5,539	604	10.9%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>10,623</b>	<b>8,777</b>	<b>1,846</b>	<b>21.0%</b>	<b>29,227</b>	<b>27,148</b>	<b>2,079</b>	<b>7.7%</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>7,253</b>	<b>4,548</b>	<b>2,705</b>	<b>59.5%</b>	<b>20,279</b>	<b>12,699</b>	<b>7,580</b>	<b>59.7%</b>
Gastos Operativos	1,600	1,225	375	30.6%	3,062	2,810	252	9.0%
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>5,653</b>	<b>3,323</b>	<b>2,330</b>	<b>70.1%</b>	<b>17,217</b>	<b>9,889</b>	<b>7,328</b>	<b>74.1%</b>
Ingresos (Gastos) Financieros	(521)	(807)	286	(35.4%)	(1,710)	(1,962)	252	(12.8%)
Participación en Resultados de Compañías	57	4	53	1,325.0%	239	58	181	312.1%
<b>Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias</b>	<b>5,189</b>	<b>2,520</b>	<b>2,669</b>	<b>105.9%</b>	<b>15,746</b>	<b>7,985</b>	<b>7,761</b>	<b>97.2%</b>
Provisión Impuesto a las Ganancias	(2,182)	(1,296)	(886)	68.4%	(6,155)	(4,206)	(1,949)	46.3%
<b>Ganancia Neta Consolidada</b>	<b>3,007</b>	<b>1,224</b>	<b>1,783</b>	<b>145.7%</b>	<b>9,591</b>	<b>3,779</b>	<b>5,812</b>	<b>153.8%</b>
Interés no Controlante	(232)	(221)	(11)	5.0%	(682)	(585)	(97)	16.6%
<b>Ganancia Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)</b>	<b>2,775</b>	<b>1,003</b>	<b>1,772</b>	<b>176.7%</b>	<b>8,909</b>	<b>3,194</b>	<b>5,715</b>	<b>178.9%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>7,997</b>	<b>5,852</b>	<b>2,145</b>	<b>36.7%</b>	<b>23,756</b>	<b>17,296</b>	<b>6,460</b>	<b>37.3%</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>44.7%</b>	<b>43.9%</b>	<b>0.8%</b>		<b>48.0%</b>	<b>43.4%</b>	<b>4.6%</b>	

## 1. Estado de Resultados

### A) Ingresos por ventas

El aumento de 34.2% en los ingresos por ventas del tercer trimestre versus el mismo periodo de 2017 se presenta como resultado combinado de:

- Mayor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos +USD 18.9/bl (+COP 4.4 billones), principalmente por el mejor comportamiento de los precios de referencia del crudo Brent.
- Efecto volumen de ventas (+COP 165 mil millones) por efecto combinado de i) mayor volumen vendido de productos (+33 kbde), especialmente diésel y gasolinas, y ii) mayor volumen vendido de gas (+4 kbde), compensado con iii) menor volumen de ventas de crudo (-39 kbd), principalmente para cargar la Refinería de Cartagena, sustituyendo importaciones y generando ahorros para el Grupo Empresarial Ecopetrol.
- Menor ingreso por servicios y otros (COP 35 mil millones), debido a resolución de controversia tarifaria en el proyecto P135 de Ocesa, el cual fue compensado con mayores volúmenes transportados a través del sistema San Fernando – Apiay y la ampliación del P135.



**Tabla 3: Ventas Volumétricas - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G
<b>Volumen de Venta Local - kbped</b>	<b>3T 2018</b>	<b>3T 2017</b>	<b>Cambio %</b>	<b>Ene-Sep 18</b>	<b>Ene-Sep 17</b>	<b>Cambio %</b>
Crudo	16.7	24.7	(32.4%)	9.6	17.7	(45.8%)
Gas Natural	78.3	73.7	6.2%	75.6	73.5	2.9%
Gasolinas	110.4	107.4	2.8%	110.3	109.5	0.7%
Destilados Medios	151.5	141.3	7.2%	149.8	146.3	2.4%
GLP y Propano	15.6	15.3	2.0%	16.4	17.0	(3.5%)
Combustóleo	7.4	10.3	(28.2%)	9.0	8.9	1.1%
Industriales y Petroquímicos	20.8	18.5	12.4%	20.9	18.5	13.0%
<b>Total Venta Local</b>	<b>400.7</b>	<b>391.2</b>	<b>2.4%</b>	<b>391.6</b>	<b>391.4</b>	<b>0.1%</b>
<b>Volumen de Exportación - kbped</b>	<b>3T 2018</b>	<b>3T 2017</b>	<b>Cambio %</b>	<b>Ene-Sep 18</b>	<b>Ene-Sep 17</b>	<b>Cambio %</b>
Crudo	380.4	410.9	(7.4%)	383.2	426.5	(10.2%)
Productos	115.9	96.5	20.1%	107.2	105.4	1.7%
Gas Natural	0.8	1.3	(38.5%)	1.3	1.6	(18.8%)
<b>Total Venta de Exportación</b>	<b>497.1</b>	<b>508.7</b>	<b>(2.3%)</b>	<b>491.7</b>	<b>533.5</b>	<b>(7.8%)</b>
<b>Total Volumen Vendido</b>	<b>897.8</b>	<b>899.9</b>	<b>(0.2%)</b>	<b>883.3</b>	<b>924.9</b>	<b>(4.5%)</b>

Nota: Las exportaciones de gas natural corresponden a ventas locales de EAI

**Mercado en Colombia (45% de las ventas):** Aumento en 2.4% de las ventas versus el tercer trimestre del año 2017 debido principalmente a:

- Mayores ventas de destilados medios (10.2 kbd) por mayor demanda en zona de frontera con Venezuela y aumento en transporte de carga.
- Menores ventas nacionales de crudo (-8.0 kbd) por estrategia de utilización de crudo nacional para carga de las refinerías.
- Mayores ventas de gas natural (4.6 kbd) explicadas principalmente por el aumento de ventas al sector industrial y térmico, y desarrollo de nueva demanda.
- Menores ventas de combustóleo (-2.9 kbd) por problemas de navegabilidad del río Magdalena.
- Mayores ventas de industriales y petroquímicos (2.3 kbd) explicadas principalmente por incremento de venta de asfalto dada mayor producción de fondos y estrategia de venta nacional con destino exportación.

**Mercado internacional (55% de las ventas):** La disminución del 2.3% frente al tercer trimestre de 2017 se debe principalmente a:

- Menor disponibilidad de crudos de exportación (30.5 kbd), por mayor volumen destinado a carga de refinerías, maximizando su realización.
- Incremento en las exportaciones de gasolina (10.5 kbd) y destilados medios (27.3 kbd) por disponibilidad de producto al maximizar carga en Reficar.
- Disminución de producción de fuel oil (-19.0 kbd) por operación estable de Reficar y estrategias para disminuir la producción de fuel oil en la Refinería de Barrancabermeja.



**Tabla 4: Destinos de Exportación - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G
<b>Crudos (kbpd)</b>	<b>3T 2018</b>	<b>3T 2017</b>	<b>% Part.</b>	<b>Ene-Sep 18</b>	<b>Ene-Sep 17</b>	<b>% Part.</b>
Asia	171.4	98.4	45.1%	142.6	100.5	37.2%
Costa del Golfo EE.UU.	125.3	112.0	32.9%	136.2	150.1	35.6%
Otros	22.3	15.2	5.9%	19.8	16.8	5.2%
Europa	21.2	35.8	5.6%	14.1	25.1	3.7%
Costa Oeste EE.UU.	13.3	45.5	3.5%	28.2	41.1	7.4%
América Central / Caribe	11.5	98.9	3.0%	30.9	77.2	8.1%
América del Sur	10.0	0.0	2.6%	5.8	1.7	1.5%
Costa Este EE.UU.	5.4	5.2	1.4%	5.5	14.0	1.4%
<b>Total</b>	<b>380.4</b>	<b>410.9</b>	<b>100.0%</b>	<b>383.2</b>	<b>426.5</b>	<b>100.0%</b>
<b>Productos (kbpd)</b>	<b>3T 2018</b>	<b>3T 2017</b>	<b>% Part.</b>	<b>Ene-Sep 18</b>	<b>Ene-Sep 17</b>	<b>% Part.</b>
América Central / Caribe	36.3	31.6	31.3%	27.6	42.0	25.7%
Costa Este EE.UU.	33.4	8.8	28.8%	25.0	12.9	23.3%
Asia	32.7	22.8	28.2%	25.5	19.7	23.8%
América del Sur	7.9	12.1	6.8%	8.4	11.9	7.8%
Costa del Golfo EE.UU.	5.1	15.6	4.4%	18.0	13.2	16.8%
Costa Oeste EE.UU.	0.4	5.3	0.3%	1.1	2.6	1.0%
Europa	0.1	0.3	0.1%	1.6	2.9	1.5%
Otros	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.2	0.0%
<b>Total</b>	<b>115.9</b>	<b>96.5</b>	<b>100%</b>	<b>107.2</b>	<b>105.4</b>	<b>100.0%</b>

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

**Crudo:** Durante el tercer trimestre de 2018, el principal destino de exportación fue Asia debido a una mayor demanda de refinadores independientes de China y a la flexibilidad contractual y comercial que ha permitido el desarrollo de nuevos clientes y ventas incrementales a clientes tradicionales de esta región. El segundo destino fue la costa del Golfo de EE.UU. a pesar de una mayor disponibilidad de crudo en esta área y mayores descuentos a crudos pesados. La Costa Oeste de EE.UU. redujo su participación debido a la menor demanda de crudo pesado y pérdida de generación de valor por mayores diferenciales.

**Productos:** El principal destino de exportación de productos para el tercer trimestre de 2018 fue América Central/Caribe por ventas de diésel de ultra bajo azufre (ULSD) y ventas de fuel oil para consumo local de bunkers, generación de energía y almacenamiento para posterior envío a Asia. El segundo destino fue la Costa Este de Estados Unidos, aumentando su participación debido a las continuas exportaciones de nafta de Reficar para la mezcla de gasolina o para reformado. El tercer destino fue Asia debido a exportaciones de fuel oil para mezcla de bunkers y exportaciones de Coke.



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

A	B	C	D	E	F	G
USD/BI	3T 2018	3T 2017	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio %
Brent	75.8	52.2	45.4%	72.7	52.5	38.5%
Canasta Crudo vs Brent	(8.4)	(5.9)	(42.4%)	(7.9)	(6.9)	(14.5%)
Canasta Productos vs Brent	5.5	9.6	(43.2%)	5.6	7.9	(29.1%)
% Diferencial Canasta crudo vs Brent	(11.1%)	(11.4%)	2.7%	(10.8%)	(13.2%)	18.2%
% Diferencial Canasta Productos vs Brent	7.2%	18.5%	(60.9%)	7.6%	15.1%	(49.5%)

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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
USD/BI	3T 2018	3T 2017	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 3T 2018	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio %	Vol. Venta (kbped) Ene-Sep 18
Canasta de venta de Crudos	67.4	46.2	45.9%	397.1	64.9	45.6	42.4%	392.8
Canasta de venta de Productos	81.3	61.8	31.6%	421.6	78.3	60.4	29.5%	413.6
Canasta de venta de Gas	21.7	22.9	(5.2%)	79.1	22.5	23.0	(2.2%)	76.9

**Crudos:** En el tercer trimestre el diferencial de la canasta de venta de crudos se debilitó en USD 2.5/bl frente al mismo periodo de 2017. Sin embargo, el precio absoluto de nuestra canasta aumentó en USD 21/bl gracias a la fortaleza del Brent y a una consistente estrategia de venta en mercados donde genera mayor valor. El mercado de crudos pesados estuvo afectado por: i) la mayor oferta de crudos canadienses y mexicanos, ii) la volatilidad del suministro de Venezuela y iii) la mayor producción de crudo intermedio en USGC/Texas.

**Productos:** En el tercer trimestre el porcentaje del precio de la canasta de productos con respecto a Brent se debilitó 9.5% frente al mismo periodo de 2017. Los precios se vieron afectados en gasolinas por los altos inventarios del año en comparación con 2017, por efecto del huracán Harvey y por la caída en el precio del fuel oil dada una mayor oferta en el mercado. Sin embargo, esto se compensó parcialmente con los mayores precios de diésel apalancados por menores inventarios en Europa y Estados Unidos.

**Gas Natural:** Disminución del 5.2% del precio por barril equivalente en el tercer trimestre de 2018 versus el mismo periodo del año anterior, debido a la disminución de cantidades pagadas y no consumidas este año y menores precios de ventas incrementales para incentivar demanda no regulada y térmica en el interior del país.

## B) Costo de ventas

**Depreciación y amortización:** Disminución de 6% en el tercer trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017, principalmente por el efecto compensado de:

- a) Mayor incorporación de reservas en 2017 versus 2016, lo que se traduce en una menor tasa de depreciación.
- b) Mayor nivel de producción asociado a los resultados de la campaña de perforación.

**Costos variables:** Aumento de 35.9% en el tercer trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017, principalmente por:

- a) Mayor costo en compras de crudo, gas y productos (+COP 1.1 billones ), por efecto neto de:





- Incremento del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudos y productos (+COP 1.7 billones).
- Disminución del volumen comprado (-COP 634 mil millones, -43 kbpd) debido a: i) menores compras de crudo (-COP 411 mil millones, -30 kbpd) principalmente por disminución de importaciones de crudo liviano para carga en la Refinería de Cartagena, dada la sustitución por crudos propios, ii) menores compras de productos (-COP 242 mil millones, -16 kbpd) principalmente destilados medios y gasolinas, como resultado de la mayor producción en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena para suministro del mercado nacional, compensado con iii) mayor compra de gas (+COP 19 mil millones, +3 kbpd) para asegurar el abastecimiento de refinerías durante el mantenimiento de algunos campos de producción de gas.
- Disminución de la tasa de cambio promedio de las compras (-COP 27 mil millones) en el tercer trimestre del 2018 comparado con el mismo periodo del año anterior.

b) Variación de inventarios y otros (+COP 621 mil millones) principalmente por un consumo de inventarios en el tercer trimestre de 2018 versus una acumulación en el mismo periodo de 2017.

**Tabla 7: Compras Locales e Importaciones – Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G
<b>Compras Locales (kbpd)</b>	<b>3T 2018</b>	<b>3T 2017</b>	<b>Cambio %</b>	<b>Ene-Sep 18</b>	<b>Ene-Sep 17</b>	<b>Cambio %</b>
Crudo	152.3	150.0	1.5%	159.6	155.3	2.8%
Gas	6.0	2.9	106.9%	5.9	2.9	103.4%
Productos Refinados	2.8	2.1	33.3%	3.1	2.9	6.9%
Diluyente	0.6	0.3	100.0%	0.5	1.1	(54.5%)
<b>Total</b>	<b>161.7</b>	<b>155.3</b>	<b>4.1%</b>	<b>169.1</b>	<b>162.2</b>	<b>4.3%</b>
<b>Importaciones (kbpd)</b>	<b>3T 2018</b>	<b>3T 2017</b>	<b>Cambio %</b>	<b>Ene-Sep 18</b>	<b>Ene-Sep 17</b>	<b>Cambio %</b>
Crudo	33.2	65.4	(49.2%)	38.5	76.9	(49.9%)
Productos Refinados	41.8	61.4	(31.9%)	44.7	67.5	(33.8%)
Diluyente	51.0	48.5	5.2%	50.4	52.6	(4.2%)
<b>Total</b>	<b>126.0</b>	<b>175.3</b>	<b>(28.1%)</b>	<b>133.6</b>	<b>197.0</b>	<b>(32.2%)</b>

**Crudos:**

- Menor importación de crudo (-32 kbpd) para carga en la Refinería de Cartagena por sustitución con crudos propios.
- Mayores compras locales para el manejo de la contingencia por no operación del oleoducto Caño Limón Coveñas, compensadas en parte por menores compras de regalías debido a un cambio en el porcentaje de liquidación en el campo Rubiales (3T18: 14.4% vs 3T17: 25.6%).

**Gas:** Mayores compras de gas a terceros para asegurar abastecimiento de refinerías durante mantenimiento de algunos campos de producción de gas.

**Productos Refinados:** Menores importaciones de destilados medios (3T2018: 7.6 kbd vs 3T2017: 17.8 kbd) y gasolina (3T2018: 21.7 kbd vs 3T2017:32.6 kbd) explicadas por mayor producción en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena para suministro del mercado nacional.

**Diluyente:** Mayor requerimiento de diluyente asociado al mayor nivel de producción y aumento a las compras de crudo local.

**Costos fijos:** Aumento de 15.7% en el tercer trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017, principalmente por:



- a) Mayores costos de servicios contratados, mantenimiento y otros (+ COP 261 mil millones) por incremento en la actividad operacional debido a: i) mayor producción, ii) maximización de cargas de la Refinería de Cartagena y iii) la entrada en operación del sistema San Fernando – Apiay y la ampliación del P135.
- b) Mayor costo laboral (+COP 42 mil millones) por aumento de planta de personal en línea con estrategia organizacional para el crecimiento e incremento salarial frente al año anterior.

### C) Gastos operativos

Los **gastos operativos y exploratorios** del trimestre aumentaron 30.6% con relación al mismo trimestre del año anterior, principalmente por el reconocimiento en el gasto de la actividad exploratoria en los pozos León 1 y 2 de Ecopetrol America Inc. y los pozos Bonifacio, Hurón y Payero de Hocol.

Con relación a los pozos León 1 (perforado en 2014) y 2 (perforado en 2016), localizados en el Golfo de México (USA), se incluyó dentro del gasto exploratorio la suma de USD 252 millones como reconocimiento contable (write off), que se encontraba reconocida como proyecto en curso en el activo. El reconocimiento al gasto se realiza luego de determinar en este trimestre, con base en la finalización de los estudios técnicos y comerciales correspondientes, que la viabilidad económica a largo plazo de este prospecto es incierta.

Este efecto fue parcialmente compensado con: i) la reversión de la provisión por resolución de controversia relacionada con el proyecto P135 y provisiones ambientales, además de la ii) conciliación de gastos deducibles con la DIAN en el impuesto de renta de Hocol S.A. reconocidos en 2017.

### D) Resultado financiero (no operacional) y otros

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

- a) Mayor ingreso por diferencia en cambio (COP 197 mil millones), dado el impacto en la posición neta activa en dólares de la devaluación del peso frente al dólar presentada en el tercer trimestre de 2018 versus una revaluación presentada en el mismo periodo de 2017.
- b) Ahorro en el costo financiero de la deuda (-COP 77 mil millones) asociado principalmente a los prepagos de créditos realizados en el último año y menor tasa de interés de créditos indexados a IPC. Durante 2017 y lo corrido de 2018, se pagó anticipadamente USD 3,400 millones de dólares equivalentes de obligaciones financieras.
- c) Otros movimientos (-COP 12 mil millones) principalmente por efecto de rendimientos financieros.

La **tasa efectiva de renta** para el tercer trimestre de 2018 se ubicó en 42.0% frente al 51.4% en el tercer trimestre de 2017. La disminución se presenta principalmente por: i) mejores resultados en la Refinería de Cartagena, la cual tributa a una tasa nominal del 15%, ii) menor tasa nominal de tributación de 300 puntos básicos como consecuencia de la Reforma Tributaria de 2016, lo anterior compensado con un efecto de iii) gastos no deducibles principalmente por la actividad exploratoria en los pozos León 1 y 2 de Ecopetrol America Inc.



## 2. Estado de Situación Financiera

**Tabla 8: Estado de Situación Financiera – Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	Septiembre 30, 2018	Junio 30, 2018	Cambio \$	Cambio %
Activos Corrientes	29,288	27,249	2,039	7.5%
Activos no Corrientes	94,594	94,334	260	0.3%
<b>Total Activos</b>	<b>123,882</b>	<b>121,583</b>	<b>2,299</b>	<b>1.9%</b>
Pasivos Corrientes	21,943	18,857	3,086	16.4%
Pasivos no Corrientes	46,769	50,488	(3,719)	(7.4%)
<b>Total Pasivos</b>	<b>68,712</b>	<b>69,345</b>	<b>(633)</b>	<b>(0.9%)</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>55,170</b>	<b>52,238</b>	<b>2,932</b>	<b>5.6%</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>123,882</b>	<b>121,583</b>	<b>2,299</b>	<b>1.9%</b>

### A) Activos

El incremento de 1.9% en los activos del tercer trimestre se presenta principalmente por el efecto neto de:

- Aumento en **otros activos financieros y equivalentes de efectivo** (+COP 2.3 billones) principalmente por mayores excedentes de caja generados por la operación, compensado con: i) pago de la última cuota de dividendos a la Nación, ii) pago anticipado de obligaciones financieras y iii) mayor nivel de ejecución de CAPEX.

**Tabla 9: Posición de Caja<sup>1</sup> – Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	3T 2018	3T 2017	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17
<b>Efectivo y equivalentes inicial</b>	<b>6,337</b>	<b>6,246</b>	<b>7,946</b>	<b>8,410</b>
(+) Flujo de la operación	8,554	4,668	17,868	10,620
(-) CAPEX	(2,161)	(1,371)	(5,113)	(3,786)
(+/-) Movimiento de Portafolio inversiones	(1,485)	(760)	(4,376)	2,134
(+/-) Otras actividades inversión	42	184	347	816
(-) Pagos de capital e intereses deuda	(2,526)	(701)	(5,255)	(8,716)
(-) Pago de dividendos	(1,832)	(168)	(4,287)	(1,305)
(-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	192	(246)	(9)	(321)
<b>Efectivo y equivalentes final</b>	<b>7,121</b>	<b>7,852</b>	<b>7,121</b>	<b>7,852</b>
Portafolio de inversiones > 3 meses	10,931	4,942	10,931	4,942
<b>Caja total</b>	<b>18,052</b>	<b>12,794</b>	<b>18,052</b>	<b>12,794</b>

Al cierre del tercer trimestre, la composición de la caja era de 60% en dólares y 40% en pesos.

- Disminución de la **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (-COP 163 mil millones) por efecto de: i) depreciaciones y amortizaciones del trimestre y la reclasificación del gasto exploratorio en los pozos León 1 y 2 al gasto, compensado con ii) aumento en CAPEX en el trimestre y iii) mayor ajuste por conversión en las filiales con moneda funcional extranjera producto de la devaluación del peso frente al dólar.

<sup>1</sup> 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.



- c) Incremento en **cuentas comerciales por cobrar y otros conceptos** (+COP 210 mil millones), principalmente por i) aumento en la cartera comercial dado el incremento en los precios internacionales, compensado con ii) pago recibido del Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles por COP 2.3 billones para Reficar y Ecopetrol S.A correspondientes a saldos generados en el año 2017.

## B) Pasivos y Patrimonio:

La disminución de 0.9% del total de pasivos del tercer trimestre se generó por:

- a) Disminución en **préstamos y financiamientos** (-COP 1.4 billones), principalmente por pagos anticipados de los siguientes créditos: i) crédito sindicado adquirido en 2013 con la banca local, cuya amortización se tenía prevista hasta el 2025, por un monto total de COP 1.4 billones y ii) crédito internacional celebrado en 2013, garantizado por el Export-Import Bank de Estados Unidos, cuya amortización se tenía prevista hasta el año 2023 por USD 156 millones. Al 30 de septiembre de 2018, el nivel de deuda del Grupo Empresarial ascendía a COP 39.9 billones, de los cuales el 90% es origen moneda extranjera y el 10% restante es origen moneda nacional.
- b) Incremento (+COP 1.0 billón) en los **impuestos por pagar** asociado a la utilidad generada durante el tercer trimestre de 2018.
- c) Disminución en **cuentas por pagar** (-COP 354 mil millones) por el efecto neto entre el pago de la última cuota de dividendos a la Nación sobre las utilidades del 2017 y mayores cuentas por pagar a proveedores por: i) efecto del aumento en los precios sobre las compras de crudos y productos y ii) mayor actividad operacional en el trimestre.
- d) Otras variaciones del pasivo (+COP 108 mil millones).

**Patrimonio:** El incremento del 5.6% en el patrimonio se presenta como efecto combinado de: i) aumento por la utilidad del trimestre, ii) ganancias por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano, compensado parcialmente con iii) disminución por diferencia en cambio en la deuda empleada como instrumento de cobertura de flujo de efectivo e inversión neta.

## 3. Resultados por Segmento de Negocio

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

Miles de Millones (COP)	E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado	
	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Ingresos por ventas	36,654	25,265	26,809	20,461	8,169	7,805	(22,126)	(13,684)	49,506	39,847
Depreciación y Amortización	3,961	4,677	916	818	846	812	-	-	5,723	6,307
Costos Variables	13,248	8,905	23,288	17,097	439	445	(19,614)	(11,145)	17,361	15,302
Costos Fijos	6,163	5,594	1,383	1,189	1,096	1,114	(2,499)	(2,350)	6,143	5,539
Costo de Ventas	23,372	19,176	25,587	19,104	2,381	2,371	(22,113)	(13,503)	29,227	27,148
Utilidad Bruta	13,282	6,089	1,222	1,357	5,788	5,434	(13)	(181)	20,279	12,699
Gastos Operativos	2,100	1,500	686	1,130	289	362	(13)	(182)	3,062	2,810
Utilidad Operacional	11,182	4,589	536	227	5,499	5,072	-	1	17,217	9,889
Ingresos (Gastos) Financieros	(662)	(977)	(698)	(690)	(350)	(293)	-	(2)	(1,710)	(1,962)
Resultado de Participación en Compañías	216	76	22	14	1	(32)	-	-	239	58
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	10,736	3,688	(140)	(449)	5,150	4,747	-	(1)	15,746	7,985
Provisión Impuesto a las Ganancias	(4,123)	(1,952)	(87)	(296)	(1,945)	(1,958)	-	-	(6,155)	(4,206)
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	6,613	1,736	(227)	(745)	3,205	2,789	-	(1)	9,591	3,779
Interés no Controlante	45	-	1	1	(728)	(586)	-	-	(682)	(585)
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas	6,658	1,736	(226)	(744)	2,477	2,203	-	(1)	8,909	3,194
EBITDA	15,602	9,782	1,733	1,515	6,421	5,998	-	1	23,756	17,296
Margen Ebitda	42.6%	38.7%	6.5%	7.4%	78.6%	76.8%	0.0%	0.0%	48.0%	43.4%





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

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)	3T 2018	3T 2017	3T 2018	3T 2017	3T 2018	3T 2017	3T 2018	3T 2017	3T 2018	3T 2017
Ingresos por ventas	14,285	8,656	9,803	6,841	2,558	2,763	(8,770)	(4,935)	17,876	13,325
Depreciación y Amortización	1,451	1,624	314	295	288	265	-	-	2,053	2,184
Costos Variables	5,723	2,836	8,519	5,582	155	180	(8,055)	(3,930)	6,342	4,668
Costos Fijos	2,044	2,141	479	382	417	352	(712)	(950)	2,228	1,925
Costo de Ventas	9,218	6,601	9,312	6,259	860	797	(8,767)	(4,880)	10,623	8,777
Utilidad Bruta	5,067	2,055	491	582	1,698	1,966	(3)	(55)	7,253	4,548
Gastos Operativos	1,337	764	237	378	29	138	(3)	(55)	1,600	1,225
Utilidad Operacional	3,730	1,291	254	204	1,669	1,828	-	-	5,653	3,323
Ingresos (Gastos) Financieros	(145)	(456)	(342)	(226)	(34)	(125)	-	-	(521)	(807)
Resultado de Participación en Compañías	51	15	6	3	-	(14)	-	-	57	4
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	3,636	850	(82)	(19)	1,635	1,689	-	-	5,189	2,520
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,565)	(545)	6	(96)	(623)	(655)	-	-	(2,182)	(1,296)
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	2,071	305	(76)	(115)	1,012	1,034	-	-	3,007	1,224
Interés no Controlante	16	-	-	-	(248)	(221)	-	-	(232)	(221)
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	2,087	305	(76)	(115)	764	813	-	-	2,775	1,003
EBITDA	5,335	3,085	686	664	1,976	2,104	-	(1)	7,997	5,852
Margen Ebitda	37.3%	35.6%	7.0%	9.7%	77.2%	76.1%	0.0%	0.0%	44.7%	43.9%

## A. Exploración y Producción

### Exploración

Avanzando con el plan de 2018, durante el trimestre se perforaron 5 pozos exploratorios, para un total de 9 en lo corrido del año, en línea con la meta de 12 pozos exploratorios para todo el año.

Ecopetrol entra a unas de las cuencas petroleras de mayor potencial en el mundo. El consorcio conformado por BP Energy (50% - Operador), Ecopetrol (20%) y CNOOC Petroleum (30%), ganó el bloque Pau-Brasil localizado en la región central de la Cuenca de Santos, en el Pre-sal brasileño. El bloque Pau-Brasil tiene una superficie de 1,184 kilómetros cuadrados en una profundidad de agua promedio de 2,200 metros. Con este resultado, Ecopetrol amplía el portafolio de inversiones del Grupo Empresarial en una de las cuencas más atractivas y con mayor potencial del mundo. Este hito demuestra la capacidad de Ecopetrol de desarrollar alianzas estratégicas con compañías líderes en la industria.

Se confirmó la presencia de hidrocarburos en el pozo Andina-1 (Parex operador: 50%, Ecopetrol: 50%) ubicado en el municipio de Tame, Arauca. El pozo llegó a su objetivo el 20 de agosto de 2018 con una profundidad de 17,500 pies y encontró crudo en las formaciones Guadalupe y Gacheta/Une. Las pruebas iniciales en la formación Gacheta/Une obtuvieron una tasa de producción de 2,489 barriles de petróleo por día de un crudo liviano de 42° API y 8.8 millones de pies cúbicos de gas por día. Por su parte, en la formación Guadalupe se obtuvo en pruebas 2,596 barriles de petróleo por día de un crudo de 35° API y 1.1 millones de pies cúbicos de gas por día. Actualmente, se encuentra en perforación el pozo delimitador Andina-2, con el cual se espera confirmar la extensión de este descubrimiento.

En el tercer trimestre se finalizó la perforación del pozo Rex NE-02-ST (OXY operador: 70% y Ecopetrol: 30%). Durante septiembre de 2018, se realizaron pruebas de producción que confirmaron la presencia de petróleo liviano de alta calidad, de 35 grados API. Este pozo está ubicado en el bloque Cosecha al sur del campo Caño Limón en Arauca y cerca de infraestructura existente lo cual facilita la incorporación de barriles en corto tiempo. Por otro lado, el pozo Pulpo-1 operado por OXY en sociedad con Ecopetrol fue seco y se encuentra en etapa de abandono.

Continuando con la campaña exploratoria 2018 en el onshore colombiano, se sigue trabajando en la maduración de los proyectos para inicio de perforación en el cuarto trimestre. Se resaltan los avances en la gestión de



viabilidad y entorno, así como en las obras civiles y actividades de pre-perforación de los pozos Finn-1 (bloque Cosecha), La Cira 7000 (bloque La Cira Infantas) y Boranda-2 (bloque Playón), así como los pozos a perforar por la filial Hocol: Ocelote 500, Ocelote 510 y Ocelote 520 ubicados en el bloque Guarrojo.

Finalmente, Ecopetrol México compró información sísmica regional 3D (11,009 Km2), de los programas Campeche Sur, Campeche Somero y Tabasco, con el objetivo de evaluar el potencial exploratorio de la cuenca Salina de México y madurar oportunidades exploratorias en los bloques 6 y 8.

**Tabla 12: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G	H	I
#	Trimestre	Nombre	Clasificación pozo (Lahee)	Bloque	Cuenca	Operador/Socio	Estado	Fecha TD
1	Primero	Bufalo-1	A3	VMM-32	Valle Medio del Magdalena	ECP(51%) CPVEN (49%)	Exitoso	3/01/2018
2	Primero	Jaspe-6D	A3	Quifa	Llanos Orientales	FRONTERA (70%) ECP (30%)	Exitoso	30/01/2018
3	Segundo	Coyote-2	A1	De Mares	Valle Medio del Magdalena	PAREX (50%) ECP(50%)	En evaluación	2/04/2018
4	Segundo	Capachos Sur-2	A1	Capachos	Llanos Orientales	PAREX (50%) ECP(50%)	En evaluación	18/04/2018
5	Tercero	Pulpo-1	A3	Rondón	Llanos Orientales	OXY (70%) ECP (30%)	Taponado y Abandonado	16/07/2018
6	Tercero	Rex NE-02 ST	A1	Cosecha	Llanos Orientales	OXY (70%) ECP (30%)	Exitoso	28/07/2018
7	Tercero	Andina-1	A3	Capachos	Llanos Orientales	PAREX (50%) ECP(50%)	Exitoso	20/08/2018
8	Tercero	Arrecife-1	A3	VIM 8	Valle Inferior del Magdalena	HOCOL (100%)	En evaluación	20/09/2018
9	Tercero	Payero E1ST-1	A3	Niscota	Llanos - Piedemonte	EQUION OPERADOR HOCOL (20%) TOTAL (50%) REPSOL (30%)	Taponado y Abandonado	24/09/2018

### Producción

En el tercer trimestre de 2018 la producción promedio del Grupo Ecopetrol alcanzó 724 kbped (+1.3% vs 3T17 y + 0.4% vs 2T18) siendo la mayor de los últimos 10 trimestres, alcanzando un promedio de 716 kbped en lo corrido del año. La producción estuvo en línea con la meta establecida para 2018, gracias a: i) los resultados de la campaña de perforación en los campos La Cira, Rubiales, Dina, Quifa y Castilla, y ii) el incremento de producción y ventas de gas, gracias a una mayor demanda del sector industrial y térmico, soportada por la estrategia comercial.

En el tercer trimestre de 2018 las filiales contribuyeron con 58 kbped, aportando el 8% del volumen total, con una disminución de 1.0 kbped (1.7%) frente al mismo trimestre del año anterior. El principal impacto se encuentra en Ecopetrol America Inc (EAI) por mantenimientos en el campo K2, y el cierre temporal de los campos Gunflint y Dalmatian por el paso de huracanes en la zona del Golfo de México. No obstante lo anterior, en lo corrido del año EAI presenta un incremento del 0.9% en la producción en comparación con el mismo periodo del año anterior.

A cierre de septiembre de 2018 se contaba con 41 taladros de perforación activos, un 64% más que los reportados al cierre de 2017 (25 taladros). A septiembre, el Grupo Ecopetrol ha perforado 421 pozos de desarrollo.



**Tabla 13: Producción Bruta - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G
kbped	3T 2018	3T 2017	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio %
Crudo	551.9	545.1	1.2%	545.5	545.1	0.1%
Gas natural	114.6	110.5	3.7%	111.9	110.3	1.5%
<b>Total Ecopetrol S.A.</b>	<b>666.5</b>	<b>655.6</b>	<b>1.7%</b>	<b>657.4</b>	<b>655.4</b>	<b>0.3%</b>
Crudo	21.6	21.9	(1.4%)	20.7	22.1	(6.3%)
Gas Natural	7.2	5.1	41.2%	7.1	5.0	42.0%
<b>Total Hocol</b>	<b>28.8</b>	<b>27.0</b>	<b>6.7%</b>	<b>27.8</b>	<b>27.1</b>	<b>2.6%</b>
Crudo	8.8	10.0	(12.0%)	9.1	11	(17.3%)
Gas Natural	4.9	4.9	0.0%	5.0	4.6	8.7%
<b>Total Equion**</b>	<b>13.7</b>	<b>14.9</b>	<b>(8.1%)</b>	<b>14.1</b>	<b>15.6</b>	<b>(9.6%)</b>
Crudo	3.9	4.5	(13.3%)	3.9	4.4	(11.4%)
Gas Natural	1.4	0.7	100.0%	1.1	0.6	83.3%
<b>Total Savia**</b>	<b>5.3</b>	<b>5.2</b>	<b>1.9%</b>	<b>5.0</b>	<b>5.0</b>	<b>0.0%</b>
Crudo	8.4	9.7	(13.4%)	9.7	9.4	3.2%
Gas Natural	1.7	2.1	(19.0%)	1.9	2.1	(9.5%)
<b>Total Ecopetrol America</b>	<b>10.1</b>	<b>11.8</b>	<b>(14.4%)</b>	<b>11.6</b>	<b>11.5</b>	<b>0.9%</b>
Crudo	594.6	591.2	0.6%	588.9	592.0	(0.5%)
Gas Natural	129.8	123.3	5.3%	127.0	122.6	3.6%
<b>Total Grupo Empresarial</b>	<b>724</b>	<b>715</b>	<b>1.3%</b>	<b>716</b>	<b>715</b>	<b>0.2%</b>

\* 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.

**Proyectos de aumento de Factor de Recobro:**

Los pilotos de recobro mejorado se consolidan como una operación estable que sigue soportando la estrategia de crecimiento de producción y reservas. El éxito de la aplicación de las tecnologías de recobro secundarias y terciarias, tiene un gran apalancamiento que se refleja en la contribución de 166 kbped del total de la producción diaria del Grupo Ecopetrol (aproximadamente el 23%), proveniente de campos como La Cira Infantas, Casabe, Yariguí, Tibú, Asociación Nare, Cusiana, Cupiagua, Piedemonte y varios del Huila. Los 21 pilotos en operación, actualmente están generando una producción diaria aproximada de 16.6 kbped.

Se destaca la efectividad de los pilotos de inyección de agua (Castilla, Chichimene, Apiay y Suria), inyección de agua mejorada con polímeros (Chichimene, Casabe, La Cira, Infantas y Yariguí) e inyección de vapor (Teca), con los cuales se ha logrado incrementar la producción de crudo de manera significativa, con un menor volumen de inyección de agua y agua mejorada respecto del plan.

**Tabla 14: Pilotos de Recobro - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E
Tecnología	Pilotos	En evaluación	Viabilizan expansión	No viabilizan expansión
<b>No Térmico</b>	<b>36</b>	<b>19</b>	<b>14</b>	<b>3</b>
Inyección de agua	19	10	8	1
Optimización inyección de agua	1	-	1	-
Inyección de agua mejorada	9	5	4	-
Inyección de gas	7	4	1	2
<b>Térmico</b>	<b>6</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Inyección de vapor	4	-	2	2
Inyección de aire	2	1	-	1
<b>TOTAL</b>	<b>42</b>	<b>20</b>	<b>16</b>	<b>6</b>



**Costo de Levantamiento**

**Tabla 15: Costo de Levantamiento\* - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G	H
<b>USD/Bl</b>	<b>3T 2018</b>	<b>3T 2017</b>	<b>Cambio %</b>	<b>Ene-Sep 18</b>	<b>Ene-Sep 17</b>	<b>Cambio %</b>	<b>% USD</b>
Costo de levantamiento	8.74	7.80	12.1%	8.45	7.27	16.2%	16.0%
TRM	2,958.4	2,976.3	-0.6%	2,886.0	2,939.6	-1.8%	

\* Calculado con base en barriles producidos sin regalías

El incremento de USD 1.18/bl observado en el costo de levantamiento entre el acumulado de 2018 y el mismo periodo de 2017 está en línea con el presupuesto y se explica principalmente por un aumento en los niveles de operación, que se describen a continuación:

**Efecto Actividad (+USD 1.13/bl):**

- Incremento en consumo de energía (USD +0.35/bl) debido a: i) aumento en barriles de agua de producción, ii) mayor número de pozos perforados, iii) mayor precio de combustibles líquidos (diésel y fuel oil) utilizados para la generación eléctrica en campos, y iv) crecimiento en el precio de compra de la energía eléctrica no regulada.
- Mayor ejecución de costos en mantenimiento de subsuelo (USD +0.18/bl) debido al incremento en el número y la complejidad de intervenciones y servicios a pozo, lo cual ha permitido un mejor desempeño en la curva básica de producción (+6.8 kbped por encima de lo esperado).
- Mayores servicios contratados en línea con el incremento de actividad y servicios (+USD 0.15/bl).
- Mayores costos laborales (+USD 0.16/bl) por aumento de planta de personal en línea con estrategia organizacional para el crecimiento e incremento salarial frente al año anterior.
- Incremento en costos de soporte (+USD 0.24/bl) por cambio en metodología de asignación de procesos.
- Mayor costo de materiales de mantenimiento y otros (+USD 0.06/bl), por aumento en número de equipos intervenidos, lo cual ha logrado mantener la confiabilidad operativa e integridad en las operaciones de producción.

**Efecto por tasa de cambio (USD +0.16/bl):** menor tasa de cambio al re-expresar los costos en pesos a dólares.

**Efecto volumen (-USD 0.11/bl):** Menor costo por incremento de la producción.

**Costo de Dilución**

**Tabla 16: Costo de Dilución\* - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G	H
<b>USD/Bl</b>	<b>3T 2018</b>	<b>3T 2017</b>	<b>Cambio %</b>	<b>Ene-Sep 18</b>	<b>Ene-Sep 17</b>	<b>Cambio %</b>	<b>% USD</b>
Costo de dilución	4.85	3.95	22.8%	4.65	3.91	18.9%	100%

\* Calculado con base en barriles vendidos

El incremento del costo de dilución es resultado del mayor precio de compra de nafta, en línea con la recuperación del precio internacional del crudo Brent, compensado parcialmente con menores volúmenes consumidos gracias a la estrategia de dilución. Esto nos ha permitido pasar de un factor de dilución de 15.2% acumulado a septiembre de 2017 a 14.64% acumulado a septiembre de 2018. Si se elimina el efecto del incremento del precio de la nafta en lo corrido del año, el costo de dilución acumulado a septiembre de 2018 sería de USD 3.32/bl versus un costo real de USD 4.65/bl, es decir USD 1.33/bl menos.





## Resultados financieros del segmento de Exploración y Producción

**Tabla 17: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción**

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	3T 2018	3T 2017	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio \$	Cambio %
Ingresos por ventas	14,285	8,656	5,629	65.0%	36,654	25,265	11,389	45.1%
Depreciación y Amortización	1,451	1,624	(173)	(10.7%)	3,961	4,677	(716)	(15.3%)
Costos Variables	5,723	2,836	2,887	101.8%	13,248	8,905	4,343	48.8%
Costos Fijos	2,044	2,141	(97)	(4.5%)	6,163	5,594	569	10.2%
<b>Costo de Ventas</b>	<b>9,218</b>	<b>6,601</b>	<b>2,617</b>	<b>39.6%</b>	<b>23,372</b>	<b>19,176</b>	<b>4,196</b>	<b>21.9%</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>5,067</b>	<b>2,055</b>	<b>3,012</b>	<b>146.6%</b>	<b>13,282</b>	<b>6,089</b>	<b>7,193</b>	<b>118.1%</b>
Gastos Operativos	1,337	764	573	75.0%	2,100	1,500	600	40.0%
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>3,730</b>	<b>1,291</b>	<b>2,439</b>	<b>188.9%</b>	<b>11,182</b>	<b>4,589</b>	<b>6,593</b>	<b>143.7%</b>
Ingresos (Gastos) Financieros	(145)	(456)	311	(68.2%)	(662)	(977)	315	(32.2%)
Resultado de Participación en Compañías	51	15	36	240.0%	216	76	140	184.2%
<b>Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias</b>	<b>3,636</b>	<b>850</b>	<b>2,786</b>	<b>327.8%</b>	<b>10,736</b>	<b>3,688</b>	<b>7,048</b>	<b>191.1%</b>
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,565)	(545)	(1,020)	187.2%	(4,123)	(1,952)	(2,171)	111.2%
<b>Ganancia Neta Consolidada</b>	<b>2,071</b>	<b>305</b>	<b>1,766</b>	<b>579.0%</b>	<b>6,613</b>	<b>1,736</b>	<b>4,877</b>	<b>280.9%</b>
Interés no Controlante	16	-	16	0%	45	-	45	0%
<b>Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol</b>	<b>2,087</b>	<b>305</b>	<b>1,782</b>	<b>584.3%</b>	<b>6,658</b>	<b>1,736</b>	<b>4,922</b>	<b>283.5%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>5,335</b>	<b>3,085</b>	<b>2,250</b>	<b>72.9%</b>	<b>15,602</b>	<b>9,782</b>	<b>5,820</b>	<b>59.5%</b>
<b>Margen Ebitda</b>	<b>37.3%</b>	<b>35.6%</b>	<b>1.7%</b>		<b>42.6%</b>	<b>38.7%</b>	<b>3.9%</b>	

Los ingresos del tercer trimestre de 2018 aumentaron frente al mismo periodo del año anterior principalmente por: i) mayores precios en línea con el comportamiento del precio del Brent, ii) mayores volúmenes de producción, resaltando las entregas a la Refinería de Cartagena para sustituir el crudo importado.

El costo de ventas del segmento en el trimestre aumentó frente al mismo periodo de 2017 como resultado de:

- Mayores costos de compra de crudo y productos asociados al incremento de los precios.
- Mayores volúmenes comprados de crudo, nafta, materiales químicos y energía eléctrica, en línea con el aumento en la producción.
- Consumo de inventarios en el tercer trimestre versus una acumulación en el mismo periodo de 2017.
- Menores costos de transporte de oleoductos intersegmento por ajuste tarifario del proyecto P135.
- Disminución en depreciaciones y amortizaciones generada principalmente por mayor incorporación de reservas en el 2017 versus 2016.

Los gastos operacionales presentan un aumento principalmente por el reconocimiento de la actividad exploratoria de los pozos León 1 y 2 en Ecopetrol America Inc, con base en la finalización de los estudios técnicos y comerciales correspondientes, donde se determinó que la viabilidad económica a largo plazo de este prospecto es incierta.

El Ebitda del segmento continúa demostrando una sólida recuperación en el tercer trimestre de 2018, superando en COP 2.25 billones el presentado en el mismo trimestre del año anterior, con un margen Ebitda de 37.3%.

El resultado financiero neto (no operacional) del tercer trimestre de 2018 es un menor gasto frente al tercer trimestre de 2017, como resultado de: i) el efecto de la devaluación del peso frente al dólar sobre la posición neta activa en dólares del segmento, ii) mayores ingresos por rendimientos financieros dado los excedentes de liquidez y iii) el ahorro en los costos financieros por los prepagos de créditos.



## B. Transporte

**Tabla 18: Volúmenes Transportados<sup>2</sup>**

A	B	C	D	E	F	G
kbd	3T 2018	3T 2017	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio %
Crudos	849	826	2.8%	829	819	1.2%
Refinados	277	263	5.2%	274	267	2.5%
<b>Total</b>	<b>1,126</b>	<b>1,089</b>	<b>3.4%</b>	<b>1,103</b>	<b>1,086</b>	<b>1.6%</b>

El volumen transportado de crudo en el tercer trimestre de 2018 aumentó 2.8% comparado con el mismo periodo del año anterior, principalmente debido a despachos adicionales de crudo Castilla Norte como parte del plan de transporte de crudos pesados por el oleoducto Ayacucho – Coveñas, y por mayores volúmenes de crudo con destino a la Refinería de Barrancabermeja.

Durante el tercer trimestre, la red de oleoductos continuó presentando afectaciones originadas por terceros, especialmente en el sistema Caño Limón-Coveñas; sin embargo, la operación contingente del oleoducto Bicentenario permitió atenuar estos impactos, situación que resultó en cinco ciclos de reversión en el trimestre. A septiembre de 2018 se realizaron 35 ciclos de reversión en el Oleoducto Bicentenario. Aproximadamente el 75% del volumen de crudo transportado por el sistema de oleoductos fue propiedad del Grupo Empresarial Ecopetrol.

El volumen transportado de refinados aumentó en 5.2% entre el tercer trimestre de 2018 y el mismo período de 2017, principalmente como resultado de optimizaciones operativas del sistema Galán-Bucaramanga, mejorando los esquemas de entrega y tamaños de los baches, lo cual ha permitido mayores volúmenes transportados. Adicionalmente, la mayor disponibilidad de productos de la Refinería de Barrancabermeja ha contribuido a la maximización en la utilización de los sistemas de evacuación de CENIT. Aproximadamente el 33% del volumen de refinados transportado en el sistema de poliductos correspondió a productos del Grupo Empresarial Ecopetrol

### Prueba de transporte de crudo a 700 cSt

En el mes de julio, Ocesa y Cenit, realizaron una prueba operativa de transporte de crudo a 700 cSt. Actualmente, el Grupo Empresarial está realizando valoraciones financieras para determinar la viabilidad económica y comercial del proyecto.

**Tabla 19: Costo por Barril Transportado - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E	F	G	H	I
USD/Bi	3T 2018	3T 2017	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio %	Explicación	% USD
Costo Operacional de Transporte	3.26	3.06	6.6%	3.18	3.19	-0.4%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Volumen (-USD 0.05 /B): Incremento en volumen transportado de crudo apalancado en operación en reversión de BIC.</li> <li>Costo (-USD 0.02 /B): Menor costo de operación y mantenimiento, menor gasto de impuesto a la riqueza.</li> </ul>	5.0%
TRM	2,958.4	2,976.3	-0.6%	2,886.0	2,939.6	-1.8%	TRM (+USD 0.06 /B): Menor TRM de (-53.7 COP/USD).	

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

<sup>2</sup> La información de transporte de crudo aquí reportada para el 3T de 2017 refleja una actualización del balance volumétrico del oleoducto Caño Limón –Coveñas en ese período por la entrada en operación de la reversión en el oleoducto Bicentenario.



## Resultados financieros del segmento de Transporte

**Tabla 20: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte**

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	3T 2018	3T 2017	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio \$	Cambio %
<b>Ingresos por ventas</b>	<b>2,558</b>	<b>2,763</b>	<b>(205)</b>	<b>(7.4%)</b>	<b>8,169</b>	<b>7,805</b>	<b>364</b>	<b>4.7%</b>
Depreciación y Amortización	288	265	23	8.7%	846	812	34	4.2%
Costos Variables	155	180	(25)	(13.9%)	439	445	(6)	(1.3%)
Costos Fijos	417	352	65	18.5%	1,096	1,114	(18)	(1.6%)
<b>Costo de Ventas</b>	<b>860</b>	<b>797</b>	<b>63</b>	<b>7.9%</b>	<b>2,381</b>	<b>2,371</b>	<b>10</b>	<b>0.4%</b>
<b>Utilidad Bruta</b>	<b>1,698</b>	<b>1,966</b>	<b>(268)</b>	<b>(13.6%)</b>	<b>5,788</b>	<b>5,434</b>	<b>354</b>	<b>6.5%</b>
Gastos Operativos	29	138	(109)	(79.0%)	289	362	(73)	(20.2%)
<b>Utilidad Operacional</b>	<b>1,669</b>	<b>1,828</b>	<b>(159)</b>	<b>(8.7%)</b>	<b>5,499</b>	<b>5,072</b>	<b>427</b>	<b>8.4%</b>
Ingresos (Gastos) Financieros	(34)	(125)	91	(72.8%)	(350)	(293)	(57)	19.5%
Resultado de Participación en Compañías	-	(14)	14	(100.0%)	1	(32)	33	(103.1%)
<b>Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias</b>	<b>1,635</b>	<b>1,689</b>	<b>(54)</b>	<b>(3.2%)</b>	<b>5,150</b>	<b>4,747</b>	<b>403</b>	<b>8.5%</b>
Provisión Impuesto a las Ganancias	(623)	(655)	32	(4.9%)	(1,945)	(1,958)	13	(0.7%)
<b>Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada</b>	<b>1,012</b>	<b>1,034</b>	<b>(22)</b>	<b>(2.1%)</b>	<b>3,205</b>	<b>2,789</b>	<b>416</b>	<b>14.9%</b>
Interés no Controlante	(248)	(221)	(27)	12.2%	(728)	(586)	(142)	24.2%
<b>Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol</b>	<b>764</b>	<b>813</b>	<b>(49)</b>	<b>(6.0%)</b>	<b>2,477</b>	<b>2,203</b>	<b>274</b>	<b>12.4%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1,976</b>	<b>2,104</b>	<b>(128)</b>	<b>(6.1%)</b>	<b>6,421</b>	<b>5,998</b>	<b>423</b>	<b>7.1%</b>
<b>Margen Ebitda</b>	<b>77.2%</b>	<b>76.1%</b>	<b>1.1%</b>		<b>78.6%</b>	<b>76.8%</b>	<b>1.8%</b>	

Los ingresos del tercer trimestre de 2018 disminuyeron con relación al mismo periodo de 2017, principalmente por: i) la finalización del acuerdo de conciliación tarifaria del proyecto P135 en Ocensa y ii) mayores ingresos por la entrada en operación del sistema San Fernando – Apiay en enero de 2018 y P135 en el segundo semestre del 2017.

El costo de ventas aumentó frente al tercer trimestre de 2017, como resultado de: i) los mayores volúmenes transportados durante las reversiones del Oleoducto Bicentenario para reducir el impacto de los ataques al Oleoducto Caño Limón - Coveñas y ii) mayor consumo de materiales, y suministros asociados a la entrada en operación del sistema San Fernando – Apiay y ampliación del P135.

Los gastos operacionales del tercer trimestre disminuyeron frente al mismo periodo del año 2017 producto del efecto compensado de: i) la recuperación de la provisión por la controversia relacionada con el proyecto P135, dada la finalización del acuerdo y ii) mayores gastos asociados a la atención de emergencias y afectaciones ocasionadas por terceros en el sistema de transporte.

Durante el tercer trimestre se presenta un menor gasto financiero (no operacional) producto del ingreso por diferencia en cambio por el efecto de la devaluación del peso frente al dólar en el trimestre sobre la posición neta activa en dólares del segmento.

## C. Refinación

### Refinería de Cartagena

La Refinería de Cartagena continuó demostrando la consolidación y optimización de su operación a través del procesamiento de mayor carga de crudo y del incremento de su factor de utilización. Para el tercer trimestre la carga estuvo compuesta por 80% de crudo nacional y 20% de crudo importado, frente a un 49% de crudo nacional y 51% importado en el mismo periodo de 2017, lo cual contribuyó a la reducción del costo de ventas para el Grupo Empresarial. En el mes de septiembre se alcanzó la mayor carga promedio mes desde la entrada en operación de la refinería con 161 kbd, y en agosto se realizó una prueba usando 100% crudos nacionales durante 9 días, logrando una carga promedio de 164 kbd. Estas pruebas hacen parte del proceso de optimización de la dieta de la refinería.



En términos de margen bruto de refinación, su incremento significativo es el resultado de la operación estable de la refinería desde el último trimestre del año anterior lo cual mitiga el impacto a la baja de los diferenciales de precio de productos (cracks) en el mercado internacional.

**Tabla 21: Carga, Factor de utilización, Producción y Margen – Refinería de Cartagena**

A	B	C	D	E	F	G
	3T 2018	3T 2017	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio %
Carga* (kbpd)	157.6	136.0	15.9%	151.7	131.8	15.1%
Factor de Utilización (%)	92.4	70.6	30.9%	89.4	70.9	26.1%
Producción Refinados (kbpd)	152.3	133.5	14.1%	147.2	128.9	14.2%
Margen Bruto (USD/BI)	12.1	10.3	17.5%	11.6	8.3	40.3%

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

### Refinería de Barrancabermeja

La carga y la producción incrementaron en el tercer trimestre de 2018 frente al mismo periodo de 2017, como resultado de una operación estable y de la implementación de iniciativas de segregación de crudos livianos e intermedios, que aumentaron la disponibilidad de los mismos.

Se observa una reducción en el margen bruto de refinación frente al tercer trimestre de 2017, explicado principalmente por una disminución del diferencial de precio de productos versus Brent, parcialmente compensado por una mayor producción de productos valiosos (destilados medios y gasolina). Con respecto al segundo trimestre de 2018, el margen incrementó como resultado de un mayor rendimiento de productos (destilados medios y gasolina) y menor costo de la dieta.

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

A	B	C	D	E	F	G
	3T 2018	3T 2017	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio %
Carga* (kbpd)	222.7	200.6	11.0%	219.6	208.6	5.3%
Factor de Utilización (%)	85.8	77.7	10.4%	86.1%	79.6%	8.2%
Producción Refinados (kbpd)	226.3	202.3	11.9%	222.2	207.0	7.3%
Margen Bruto (USD/BI)	13.9	14.6	(4.8%)	12.1	14.1	(14.2%)

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

**Tabla 23: Costo de Caja de refinación<sup>3</sup> - Grupo Empresarial Ecopetrol\***

A	B	C	D	E	F	G	H	
USD/BI	3T 2018	3T 2017	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio %	Explicación	% USD
Costo de caja refinación	4.80	5.16	-7.0%	4.82	5.08	-5.2%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Volumen (-USD 0,44 /B): Mayores cargas y mayor participación de crudos nacionales en la dieta de REFICAR y disponibilidad de crudo medio y liviano (GRB).</li> <li>Costo (+USD 0,09 /B): Mayor costo, mantenimiento y servicios industriales por tarifa mayores de gas.</li> </ul>	9.7%
TRM	2,958.4	2,976.3	-0.6%	2,886.0	2,939.6	-1.8%	TRM (+USD 0,09 /B): Menor TRM de (-53,65 COP/USD)	

\* Incluye refinерías de Barrancabermeja y Cartagena y Esentia

<sup>3</sup> El indicador de costo de caja mostrado en este reporte para el 3T 2017 difiere del reportado en el reporte de 3T 2017, porque para efectos comparativos se recalculó el costo de caja de refinación de 3T 2017 para incluir los costos de la Refinería de Cartagena.





## Resultados financieros del segmento de Refinación

**Tabla 24: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación**

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	3T 2018	3T 2017	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	Cambio \$	Cambio %
<b>Ingresos por ventas</b>	9,803	6,841	2,962	43.3%	26,809	20,461	6,348	31.0%
Depreciación y Amortización	314	295	19	6.4%	916	818	98	12.0%
Costos Variables	8,519	5,582	2,937	52.6%	23,288	17,097	6,191	36.2%
Costos Fijos	479	382	97	25.4%	1,383	1,189	194	16.3%
<b>Costo de Ventas</b>	9,312	6,259	3,053	48.8%	25,587	19,104	6,483	33.9%
<b>Utilidad Bruta</b>	491	582	(91)	(15.6%)	1,222	1,357	(135)	(9.9%)
Gastos Operativos	237	378	(141)	-37.3%	686	1,130	(444)	(39.3%)
<b>Utilidad Operacional</b>	254	204	50	24.5%	536	227	309	>500%
Ingresos (Gastos) Financieros	(342)	(226)	(116)	51.3%	(698)	(690)	(8)	1.2%
Resultado de Participación en Compañías	6	3	3	100.0%	22	14	8	57.1%
<b>Pérdida Antes de Impuesto a las Ganancias</b>	(82)	(19)	(63)	331.6%	(140)	(449)	309	(68.8%)
Provisión Impuesto a las Ganancias	6	(96)	102	(106.3%)	(87)	(296)	209	(70.6%)
<b>Pérdida Neta Consolidada</b>	(76)	(115)	39	(33.9%)	(227)	(745)	518	(69.5%)
Interés no Controlante	-	-	-	0.0%	1	1	-	0.0%
<b>Pérdida Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol</b>	(76)	(115)	39	(33.9%)	(226)	(744)	518	(69.6%)
<b>EBITDA</b>	686	664	22	3.3%	1,733	1,515	218	14.4%
<b>Margen Ebitda</b>	7.0%	9.7%	(2.7%)		6.5%	7.4%	(0.9%)	

Los ingresos del tercer trimestre de 2018 presentan un incremento con respecto al mismo periodo del año anterior, explicado principalmente por mayor volumen de ventas dado el incremento en la carga de las refinерías y mejores precios de venta de productos, en línea con el incremento de los precios internacionales.

El costo de ventas presentó un incremento en el tercer trimestre frente al mismo periodo de 2017, explicado principalmente por i) mayor carga de crudo en ambas refinерías, ii) aumento en el precio de la canasta de crudos y iii) mayor costo de servicio de transporte.

Los gastos operativos del trimestre disminuyeron principalmente por la finalización del periodo de estabilización de la Refinería de Cartagena, y la disminución de los gastos de cierre de proyecto, en adición al menor gasto de transporte (muelle y fletes) asociado a menores importaciones de crudo liviano.

Resultado del buen desempeño operacional acumulado año, el segmento presenta una recuperación del 70% de su pérdida neta y un incremento del 14% en el Ebitda.

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

### Calidad de Combustibles

Durante el tercer trimestre se destacan las mayores sinergias entre las refinерías de Cartagena y Barrancabermeja, así como ajustes operacionales en los sistemas de transporte y logísticos para lograr combustibles más limpios. En septiembre, el diésel que se distribuyó en Colombia tuvo un promedio de entre 15 y 20 ppm de azufre, valor que está por debajo del máximo de 50 ppm de azufre permitido por la normatividad colombiana.

También, se ha logrado mantener los ajustes operativos y logísticos para que las entregas de diésel a Medellín y su área metropolitana se mantengan por debajo de 25 ppm de azufre desde marzo de 2018. En septiembre de 2018, se entregó un diésel con un promedio entre 12 y 14 ppm de azufre, el cual cumple con los estándares de mercados referentes a nivel mundial como es el caso de Estados Unidos (10 a 15 ppm de azufre).



## 4. Resultado de Iniciativas de Eficiencia

En 2018 continuamos con la estrategia de eficiencias en el Grupo Empresarial, apalancadas en la gestión de las distintas áreas de negocio. Las eficiencias acumuladas a septiembre 2018 ascienden a COP 1.8 billones, superiores en un 26% a las reportadas en el mismo período de 2017 (COP 1.4 billones), explicándose como sigue:

**Tabla 25: Principales iniciativas de ahorro estructural Ene- Sept 2018**

Miles de millones (COP)	A	B	C
		Ene-Sep 18	Ene-Sep 17
Reducción de producciones diferidas por aspectos operativos		253	204
Optimización de los costos de Perforación y Construcción de Facilidades		637	239
Mejora en ingresos de las refinerías		394	236
Estrategia de Energía - Ventas de excedentes + Optimización de costos		92	43
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados		63	263
Mejora en la gestión comercial		127	91
Optimización operativos		61	119
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream		90	103
Optimización del costo de caja de refinación		31	23
Ahorro en áreas de soporte, logística y otras		32	91
<b>TOTAL</b>		<b>1,780</b>	<b>1,413</b>

## 5. Inversiones

A septiembre de 2018 la inversión acumulada del Grupo Ecopetrol alcanzó USD 1,798 millones. Por su parte, durante el tercer trimestre ejecutamos inversiones por USD 789 millones con un incremento del 31% frente al segundo trimestre del 2018 y del 51% frente al mismo período del 2017. De los USD 789 millones, USD 677 fueron invertidos en el segmento de Exploración y Producción lo cual representa un incremento del 57% frente al mismo periodo del año anterior.

Las inversiones entre julio y septiembre representaron aproximadamente el 80% de lo invertido en el primer semestre del año. Lo anterior es el resultado de mayores niveles de actividad, de acuerdo con lo que se tenía previsto para el segundo semestre, así como la implementación de estrategias orientadas a dar celeridad a las iniciativas y recuperación de los retrasos generados tras las contingencias sociales y ambientales ocurridas en el primer semestre.

**Tabla 26: Inversiones realizadas por segmento - Grupo Empresarial Ecopetrol**

A	B	C	D	E
Ene-Sep 2018 (Millones USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Part.
Producción	1,268.8	132.6	1,401.4	77.9%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	55.4	52.1	107.4	6.0%
Exploración	52.3	99.5	151.8	8.4%
Transporte	0.9	116.3	117.2	6.5%
Corporativo	20.4	0.0	20.4	1.1%
<b>Total</b>	<b>1,398</b>	<b>400</b>	<b>1,798</b>	<b>100%</b>



**Producción:** La inversión aumentó en 77% frente al tercer trimestre de 2017. La campaña de perforación de Ecopetrol S.A. se concentró en los campos Castilla (Etapas 1 y 2), La Cira Infantas y Rubiales (Módulo B3). Así mismo, es importante destacar: i) continuación de la construcción de la planta de estabilización de condensados del campo Cupiagua (permitirá maximizar el valor del gas rico producido en el Piedemonte Llanero) y ii) la campaña de perforación infill en Chichimene. En las filiales se desarrollaron actividades de perforación en los campos Espinal, Guarrojo y Bullerengue por parte de Hocol.

En el tercer trimestre inició la ejecución de importantes proyectos que serán foco en la actividad de perforación contemplada para el último trimestre del año. Dentro de ellos se destaca: i) módulo B4 del campo Rubiales que apalanca el plan de desarrollo del activo, ii) módulo incremental en el campo Akacías (quinto activo con mayor petróleo original en el país, en el cual no se desarrollaban proyectos de inversión desde el 2014) y iii) otros activos claves como Castilla, Quifa e Infantas Oriente. A la fecha se han perforado 421 pozos de desarrollo, y se han realizado más de 400 workovers capitalizables.

Por otra parte, entre julio y septiembre se realizaron inversiones por valor de USD 86 millones en estudios de importantes campos del país y en el desarrollo de tecnologías de recobro mejorado. De lo anterior, destacamos los estudios de las formaciones de campos como Tibú, Área Sur, Caño Sur, Provincia, Llanito y Yariguí, y los pilotos de inyección en activos estratégicos como Castilla y Chichimene que soportan la sostenibilidad en la producción.

**Exploración:** Durante el tercer trimestre se realizaron inversiones por USD 88 millones. El hecho más relevante fue la adjudicación del bloque Pau-Brasil, ubicado en la Cuenca de Santos al consorcio conformado por BP Energy (50% - Operador), Ecopetrol (20%) y CNOOC Petroleum (30%). Sumado a lo anterior, se destaca la participación de Ecopetrol en el pozo Andina-1, ubicado en el municipio de Tame, Arauca, en asocio con Parex Resources. En filiales, es importante mencionar las inversiones por parte de Hocol en obras civiles, viabilidad y perforación de los pozos Arrecife-1, Payero-E1ST y Jicaro-1.

En línea con lo anterior, la inversión ejecutada en lo corrido del año se traduce en la finalización de la perforación de 5 pozos exploratorios (Bufalo-1, Pulpo-1, Andina-1, Payero-E1ST y Arrecife) y 4 pozos delimitadores (Coyote-2, Jaspe-6D, Capachos Sur-2 y Rex NE-02-ST1), así como la adquisición de 61,286 km<sup>2</sup> de sísmica 2D y 15.292 km<sup>2</sup> sísmica 3D en Colombia, México y Brasil.

**Refinación, Petroquímica y Biocombustibles:** Se ejecutaron actividades de mantenimientos mayores y continuidad operativa de las unidades de Polietileno, cracking UOP II y servicios industriales de la refinería de Barrancabermeja, como también mantenimiento de tanques e iniciativas de seguridad de procesos y HSE en la Refinería de Cartagena. La menor inversión frente al tercer trimestre de 2017, obedece a la reprogramación de algunos mantenimientos mayores para el último trimestre del año, sin afectar la integridad y confiabilidad de las operaciones.

**Transporte:** Actividades de continuidad operativa en los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos de Cenit y sus filiales, así como avances en la construcción del poliducto de la variante Chinchiná-Pereira que abastecerá al occidente del país.

En línea con lo anterior, la inversión estimada del Grupo Ecopetrol para el 2018 se mantiene entre un rango de USD 3,000 millones y USD 3,500 millones, lo que representa un incremento entre el 36% y 59% frente a lo invertido en 2017.



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

### 1. Desempeño HSE

**Tabla 27: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)<sup>4</sup>**

A	B	C	D	E
Indicadores HSE	3T 2018	3T 2017	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17
Índice de Frecuencia de Accidentalidad (No. Casos registrables / millón de horas hombre)	0.51	0.72	0.59	0.69
Incidentes ambientales	3	3	11	11

### 2. Medio Ambiente, Responsabilidad Social y Gobierno Corporativo

#### Inversión Social:

En el tercer trimestre de 2018 se ejecutaron recursos para proyectos de inversión socio-ambiental por un valor de COP 12,258 millones, lo cual significó una inversión acumulada de enero a septiembre de COP 29,080 millones, de los cuales el 99% fue inversión voluntaria. De acuerdo con los pilares de inversión establecidos en la Estrategia de Gestión de Entorno de Ecopetrol S.A., la inversión acumulada se distribuye de la siguiente manera: i) cierre de brechas socioeconómicas y paz (COP 18,250 millones), ii) fortalecimiento institucional (COP 5,881 millones), iii) diversificación y fortalecimiento de las economías regionales (COP 4,949 millones).

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

- Inicio del ejercicio de debida diligencia en Derechos Humanos, de conformidad con el estándar internacional de Principios Rectores de Naciones Unidas sobre Empresas y Derechos Humanos. Este ejercicio se realizará en las regionales Oriente (municipios de Puerto Gaitán y Rubiales) y Orinoquía (municipios de Castilla, Apiay y Chichimene), con el objeto de identificar los riesgos e impactos en la materia y establecer las acciones de prevención y mitigación correspondientes.
- En lo corrido del año hemos enfocado esfuerzos en actividades como la reutilización de agua en nuestras operaciones, alcanzando 63.3 millones de metros cúbicos de agua. Esto representa un ahorro adicional del 20% frente al mismo periodo del año anterior, permitiendo optimizar el recurso hídrico requerido.
- Reducción de 23,300 toneladas de CO2 como resultado de la implementación de nuevas iniciativas, tales como: i) incorporación de fuentes adicionales de energía renovable no convencional a su matriz energética iniciando la contratación de una granja solar para el campo Castilla (tendrá una capacidad entre 10-15 MW y será parte del portafolio de iniciativas de energía renovable), ii) electrificación del área sur, el cual busca reemplazar 19 motores diesel por motores eléctricos, y iii) construcción de centros de generación en el Área Sur y Área Orito.
- Implementación de 15 planes de Reconversión a Tecnologías Limpias en Gestión de Vertimientos aprobados por las autoridades ambientales regionales que han permitido habilitar la producción de 109,300 barriles de petróleo al día.

<sup>4</sup> \*Los resultados de los indicadores están sujetos a modificación posterior al cierre del trimestre debido a que algunos de los accidentes e incidentes son reclasificados según el resultado final de las investigaciones.

\*\* A partir de 2018 se reportan los resultados del Grupo Empresarial Ecopetrol.

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





- Ingresos por COP 10,700 millones por la venta de 20,197 toneladas de residuos generados en las diferentes áreas operativas.

### Ecopetrol y sindicatos acuerdan nueva Convención Colectiva de Trabajo

El día 28 de septiembre de 2018, Ecopetrol depositó en el Ministerio de Trabajo el texto con la nueva Convención Colectiva de Trabajo que cubre aspectos de educación, salud, alimentación, préstamos y transporte, entre otros beneficios para los trabajadores. El acuerdo, suscrito en la prórroga de la fase de arreglo directo, se firmó entre Ecopetrol y los sindicatos USO, Adeco, Sindispetrol, Utipec, Trasipec, Asintrahc y Aprotoco. La nueva Convención Colectiva de Trabajo regirá por 4.5 años –contados a partir del primero de julio de 2018- y contempla un aumento salarial este año del IPC más 1.21% y a partir del próximo año del IPC más 1.7%.

La Nueva Convención Colectiva de Trabajo está alineada con la estrategia empresarial que busca mantener la eficiencia, la disciplina de capital y el trabajo colectivo en la nueva fase de crecimiento de Ecopetrol y redundará positivamente en beneficio del bienestar de los trabajadores y el desarrollo del país.

## III. Presentaciones sobre los Resultados del Trimestre

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

### Español

Noviembre 1, 2018  
8:00 a.m. Bogotá  
9:00 a.m. Nueva York

### Inglés

Noviembre 1, 2018  
9:30 a.m. Colombia  
10:30 a.m. Nueva York

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

La presentación vía webcast estará disponible en los siguientes links:

<http://event.onlineseminarsolutions.com/wcc/r/1860357-1/DC064C359529BAB504745883599DDE54> (Español)

<http://event.onlineseminarsolutions.com/wcc/r/1860384-1/9677D33EF14DF374F0373FF46368B3AE> (Inglés)

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

### Declaraciones de proyección futura:

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

### Información de Contacto:

#### Gerente de Mercado de Capitales

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

#### Relaciones con los Medios (Colombia)

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



## Anexos Grupo Empresarial Ecopetrol

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

	A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)		3T 2018	3T 2017	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17
<b>Ingresos</b>					
Nacionales		8,671	6,915	24,377	20,334
Exterior		9,205	6,410	25,129	19,513
<b>Total Ingresos</b>		<b>17,876</b>	<b>13,325</b>	<b>49,506</b>	<b>39,847</b>
<b>Costo de Ventas</b>					
Depreciación, amortización y agotamiento		2,053	2,184	5,723	6,307
Depreciación, amortización y agotamiento variable		1,416	1,582	3,859	4,564
Depreciación fijo		637	602	1,864	1,743
<b>Costos Variables:</b>		<b>6,342</b>	<b>4,668</b>	<b>17,361</b>	<b>15,302</b>
Productos importados		2,778	2,722	8,167	9,047
Compras nacionales		2,659	1,662	7,571	4,926
Servicios de transporte de hidrocarburos		212	203	563	566
Variación de inventarios y otros		693	81	1,060	763
<b>Costos Fijos:</b>		<b>2,228</b>	<b>1,925</b>	<b>6,143</b>	<b>5,539</b>
Servicios contratados		708	570	1,965	1,694
Mantenimiento		568	532	1,503	1,489
Costos laborales		513	471	1,515	1,327
Otros		439	352	1,160	1,029
<b>Total Costo de Ventas</b>		<b>10,623</b>	<b>8,777</b>	<b>29,227</b>	<b>27,148</b>
<b>Utilidad Bruta</b>		<b>7,253</b>	<b>4,548</b>	<b>20,279</b>	<b>12,699</b>
<b>Gastos Operacionales</b>		<b>1,600</b>	<b>1,225</b>	<b>3,062</b>	<b>2,810</b>
Gastos de administración		594	900	1,868	2,380
Gastos de exploración y proyectos		1,006	325	1,194	430
<b>Utilidad Operacional</b>		<b>5,653</b>	<b>3,323</b>	<b>17,217</b>	<b>9,889</b>
<b>Resultado Financiero, Neto</b>		<b>(521)</b>	<b>(807)</b>	<b>(1,710)</b>	<b>(1,962)</b>
Diferencia en cambio, neto		61	(136)	132	(151)
Intereses, neto		(447)	(514)	(1,448)	(1,442)
Ingresos (Gastos) financieros		(135)	(157)	(394)	(369)
<b>Resultados de Participación en Compañías</b>		<b>57</b>	<b>4</b>	<b>239</b>	<b>58</b>
<b>Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias</b>		<b>5,189</b>	<b>2,520</b>	<b>15,746</b>	<b>7,985</b>
Provisión Impuesto a las ganancias		(2,182)	(1,296)	(6,155)	(4,206)
<b>Ganancia Neta Consolidada</b>		<b>3,007</b>	<b>1,224</b>	<b>9,591</b>	<b>3,779</b>
Interés no controlante		(232)	(221)	(682)	(585)
<b>Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol</b>		<b>2,775</b>	<b>1,003</b>	<b>8,909</b>	<b>3,194</b>
<b>EBITDA</b>		<b>7,997</b>	<b>5,852</b>	<b>23,756</b>	<b>17,296</b>
<b>Margen Ebitda</b>		<b>44.7%</b>	<b>43.9%</b>	<b>48.0%</b>	<b>43.4%</b>



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

A	B	C	D
Miles de millones (COP)	Septiembre 30, 2018	Junio 30, 2018	Cambio %
<b>Activos Corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	7,121	6,337	12.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7,939	7,886	0.7%
Inventarios	5,413	5,472	(1.1%)
Activos por impuestos corrientes	369	475	(22.3%)
Otros activos financieros	7,563	6,263	20.8%
Otros activos	832	768	8.3%
	<b>29,237</b>	<b>27,201</b>	<b>7.5%</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	51	48	6.3%
<b>Activos corrientes</b>	<b>29,288</b>	<b>27,249</b>	<b>7.5%</b>
<b>Activos No Corrientes</b>			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,543	1,438	7.3%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	763	786	(2.9%)
Propiedades, planta y equipo	60,478	60,257	0.4%
Recursos naturales y del medio ambiente	21,444	21,862	(1.9%)
Intangibles	393	359	9.5%
Activos por impuestos diferidos	4,851	4,711	3.0%
Otros activos financieros	3,368	3,200	5.3%
Otros activos	1,754	1,721	1.9%
<b>Total Activos No Corrientes</b>	<b>94,594</b>	<b>94,334</b>	<b>0.3%</b>
<b>Total Activos</b>	<b>123,882</b>	<b>121,583</b>	<b>1.9%</b>
<b>Pasivos</b>			
<b>Pasivos Corrientes</b>			
Prestámos corto plazo	8,034	5,677	41.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	8,225	8,579	(4.1%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,834	1,714	7.0%
Pasivos por impuestos corrientes	3,021	1,969	53.4%
Provisiones y contingencias	384	538	(28.6%)
Otros pasivos	445	380	17.1%
<b>Total Pasivos Corrientes</b>	<b>21,943</b>	<b>18,857</b>	<b>16.4%</b>
<b>Pasivos No Corrientes</b>			
Préstamos largo plazo	31,856	35,652	(10.6%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	26	25	4.0%
Provisiones por beneficios a empleados	6,749	6,655	1.4%
Pasivos por impuestos diferidos	874	761	14.8%
Provisiones y contingencias	6,923	6,861	0.9%
Otros pasivos	341	534	(36.1%)
<b>Total Pasivos No Corrientes</b>	<b>46,769</b>	<b>50,488</b>	<b>(7.4%)</b>
<b>Total Pasivos</b>	<b>68,712</b>	<b>69,345</b>	<b>(0.9%)</b>
<b>Patrimonio</b>			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	53,367	50,330	6.0%
Interes no controlante	1,803	1,908	(5.5%)
<b>Total Patrimonio</b>	<b>55,170</b>	<b>52,238</b>	<b>5.6%</b>
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>123,882</b>	<b>121,583</b>	<b>1.9%</b>



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

	A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	3T 2018	3T 2017	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación:</b>					
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	2,775	1,003	8,909	3,194	
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:					
Participación de accionistas no controlantes	232	221	682	585	
Cargo por impuesto a las ganancias	2,182	1,296	6,155	4,206	
Depreciación, agotamiento y amortización	2,070	2,230	5,778	6,429	
(Utilidad) pérdida por diferencia en cambio	(61)	136	(132)	151	
Costo financiero reconocido en resultados	748	813	2,326	2,296	
Pozos secos	825	241	873	274	
(Utilidad) pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	(3)	17	(24)	50	
Impairment de activos de corto y largo plazo	(7)	(29)	(138)	25	
Ganancia por valoración de activos financieros	2	(7)	(55)	(109)	
Ganancia en adquisición de participaciones en operaciones conjuntas	-	-	12	-	
Ganancia por venta de activos	-	(9)	1	(176)	
Ganancia en resultados de compañías asociadas y negocios conjuntos	(57)	(4)	(239)	(58)	
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	152	162	386	415	
Otros conceptos menores	(2)	-	(5)	-	
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	316	(1,004)	(2,154)	(2,542)	
Impuesto de renta pagado	(618)	(398)	(4,507)	(4,120)	
<b>Efectivo Neto Generado por las Actividades de Operación</b>	<b>8,554</b>	<b>4,668</b>	<b>17,868</b>	<b>10,620</b>	
<b>Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión:</b>					
Inversión en propiedad, planta y equipo	(816)	(500)	(1,926)	(1,409)	
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(1,291)	(739)	(3,113)	(2,216)	
Adquisiciones de intangibles	(54)	(132)	(74)	(161)	
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	-	26	-	181	
Venta (Compra) de otros activos financieros	(1,485)	(760)	(4,376)	2,134	
Intereses recibidos	89	105	247	297	
Dividendos recibidos	1	20	54	269	
Ingresos por venta de activos	(48)	33	46	69	
<b>Efectivo Neto (usado) provisto en Actividades de Inversión</b>	<b>(3,604)</b>	<b>(1,947)</b>	<b>(9,142)</b>	<b>(836)</b>	
<b>Flujo de Efectivo en Actividades de Financiación:</b>					
Captaciones (pagos) de préstamos	(1,934)	(77)	(3,487)	(6,661)	
Pago de intereses	(592)	(624)	(1,768)	(2,055)	
Dividendos pagados	(1,832)	(168)	(4,287)	(1,305)	
<b>Efectivo Neto usado en Actividades de Financiación</b>	<b>(4,358)</b>	<b>(869)</b>	<b>(9,542)</b>	<b>(10,021)</b>	
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo (Disminución) en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	192	(246)	(9)	(321)	
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	6,337	6,246	7,946	8,410	
<b>Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo</b>	<b>7,121</b>	<b>7,852</b>	<b>7,121</b>	<b>7,852</b>	

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

	A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	3T 2018	3T 2017	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17	
<b>Conciliación Utilidad Neta con EBITDA</b>					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,775	1,003	8,909	3,194	
+ Depreciación, agotamiento y amortización	2,070	2,230	5,778	6,429	
+/- Impairment de activos a largo plazo	-	17	(149)	26	
+/- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjunta	-	-	12	-	
+/- Resultado financiero, neto	521	807	1,710	1,962	
+ Provisión impuesto a las ganancias	2,182	1,296	6,155	4,206	
+ Otros Impuestos	217	278	659	894	
+/- Interes no controlante	232	221	682	585	
<b>EBITDA Consolidado</b>	<b>7,997</b>	<b>5,852</b>	<b>23,756</b>	<b>17,296</b>	





**Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (3T 2018)**

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Consolidado
<b>Conciliación Utilidad Neta con EBITDA</b>				
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	2,087	(76)	764	2,775
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,457	324	289	2,070
+/- Impairment activos a largo plazo	-	-	-	-
- Ganancia en adquisición de participación en operaciones conjuntas	-	-	-	-
+/- Resultado financiero, neto	145	342	34	521
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,565	(6)	623	2,182
+ Otros impuestos	97	102	18	217
+/- Interés no controlante	(16)	-	248	232
<b>EBITDA Consolidado</b>	<b>5,335</b>	<b>686</b>	<b>1,976</b>	<b>7,997</b>

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

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

**Tabla 6: Estado de Resultados**

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	3T 2018	3T 2017	Ene-Sep 18	Ene-Sep 17
Ventas locales	8,940	6,175	24,505	17,559
Ventas al exterior	7,153	5,127	19,809	15,383
<b>Ventas totales</b>	<b>16,093</b>	<b>11,302</b>	<b>44,314</b>	<b>32,942</b>
Costos variables	8,411	6,181	23,110	18,671
Costos fijos	2,527	2,599	7,591	6,911
<b>Costo de ventas</b>	<b>10,938</b>	<b>8,780</b>	<b>30,701</b>	<b>25,582</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>5,155</b>	<b>2,522</b>	<b>13,613</b>	<b>7,360</b>
Gastos operativos	450	619	1,261	1,546
<b>Utilidad operacional</b>	<b>4,705</b>	<b>1,903</b>	<b>12,352</b>	<b>5,814</b>
Ingresos (gastos) financieros	(475)	(618)	(1,395)	(1,385)
Participación en resultados de compañías	58	250	1,936	785
<b>Utilidad antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>4,288</b>	<b>1,535</b>	<b>12,893</b>	<b>5,214</b>
Impuesto a las ganancias	(1,513)	(532)	(3,984)	(2,020)
<b>Utilidad neta</b>	<b>2,775</b>	<b>1,003</b>	<b>8,909</b>	<b>3,194</b>
<b>EBITDA</b>	<b>6,314</b>	<b>3,600</b>	<b>16,705</b>	<b>10,757</b>
<b>Margen EBITDA</b>	<b>39.2%</b>	<b>31.9%</b>	<b>37.7%</b>	<b>32.7%</b>



**Tabla 7: Estado de Situación Financiera - Balance General**

A	B	C	D
Miles de millones (COP)	Septiembre 30, 2018	Junio 30, 2018	Cambio %
<b>Activos Corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,434	4,493	(1.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7,108	7,580	(6.2%)
Inventarios	3,751	3,779	(0.7%)
Activos por impuestos corrientes	184	136	35.3%
Otros activos financieros	9,929	9,408	5.5%
Otros activos	732	659	11.1%
	<b>26,138</b>	<b>26,055</b>	<b>0.3%</b>
Activos no corrientes mantenidos para la venta	26	23	13.0%
<b>Activos corrientes</b>	<b>26,164</b>	<b>26,078</b>	<b>0.3%</b>
<b>Activos No Corrientes</b>			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	41,631	41,111	1.3%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	624	645	(3.3%)
Propiedades, planta y equipo	20,063	19,968	0.5%
Recursos naturales y del medio ambiente	18,183	17,849	1.9%
Intangibles	259	225	15.1%
Activos por impuestos diferidos	2,274	2,280	(0.3%)
Otros activos financieros	2,855	2,677	6.6%
Otros activos no corrientes	976	923	5.7%
<b>Total Activos No Corrientes</b>	<b>86,865</b>	<b>85,678</b>	<b>1.4%</b>
<b>Total Activos</b>	<b>113,029</b>	<b>111,756</b>	<b>1.1%</b>
<b>Pasivos</b>			
<b>Pasivos Corrientes</b>			
Prestámos corto plazo	6,857	4,651	47.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	7,111	8,194	(13.2%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,786	1,674	6.7%
Pasivos por impuestos corrientes	2,408	1,578	52.6%
Provisiones y contingencias	298	320	(6.9%)
Otros pasivos corrientes	155	255	(39.2%)
<b>Total Pasivos Corrientes</b>	<b>18,615</b>	<b>16,672</b>	<b>11.7%</b>
<b>Pasivos No Corrientes</b>			
Préstamos largo plazo	28,553	32,295	(11.6%)
Provisiones por beneficios a empleados	6,749	6,655	1.4%
Pasivos por impuestos diferidos	145	145	0.0%
Provisiones y contingencias	5,582	5,645	(1.1%)
Otros pasivos no corrientes	18	15	20.0%
<b>Total Pasivos No Corrientes</b>	<b>41,047</b>	<b>44,755</b>	<b>(8.3%)</b>
<b>Total Pasivos</b>	<b>59,662</b>	<b>61,427</b>	<b>(2.9%)</b>
<b>Patrimonio</b>			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	53,367	50,329	6.0%
<b>Total Patrimonio</b>	<b>53,367</b>	<b>50,329</b>	<b>6.0%</b>
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>113,029</b>	<b>111,756</b>	<b>1.1%</b>