



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

- La utilidad neta acumulada de 2017 ascendió a COP 3.2 billones, más del doble de lo registrado en todo el 2016. Durante el tercer trimestre la Compañía obtuvo utilidades por COP 1.0 billones.
- El margen operacional, neto y EBITDA del trimestre y acumulado 2017 han sido los más altos de los últimos dos años.
- Durante el tercer trimestre, el diferencial de la canasta de crudos de exportación versus BRENT mejoró al ubicarse en USD 6.0/bl. Esto representa 50% menos que el registrado en el mismo periodo de 2015 y es el mejor de los últimos siete años.
- El margen de refinación de la Refinería de Cartagena ascendió a USD 10.3/bl durante el tercer trimestre, el más alto desde el inicio de operaciones. Así mismo, se completó el 100% de las pruebas de desempeño unitarias.

Bogotá, noviembre 7 de 2017. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Empresarial para el tercer trimestre y el acumulado de 2017, preparados y presentados en miles de millones de pesos colombianos (COP) 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 2017	3T 2016	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio \$	Cambio %
Ventas Totales	13,325	12,183	1,142	9.4%	39,847	34,419	5,428	15.8%
Utilidad Operacional	3,323	2,540	783	30.8%	9,889	6,620	3,269	49.4%
Ganancia Neta Consolidada	1,224	446	778	174.4%	3,779	2,046	1,733	84.7%
Interés No Controlado	(221)	(217)	(4)	1.8%	(585)	(667)	82	(12.3%)
Ganancia (Atribuible Accionistas Ecopetrol)	1,003	229	774	338.0%	3,194	1,379	1,815	131.6%
EBITDA	5,852	4,886	966	19.8%	17,296	13,545	3,751	27.7%
Margen EBITDA	43.9%	40.1%			43.4%	39.4%		

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



44%

Margen EBITDA
Tercer trimestre



12.8 Bn

Caja cierre
Trimestre (COP)



715 KBPED

Producción



1,087 KBD

Transportado



14.1 USD/BL

Margen
Barrancabermeja



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

“En el acumulado de 2017 Ecopetrol reportó un resultado operativo y financiero muy superior frente al mismo periodo del año anterior, se destaca el EBITDA de COP 17.3 Bn y el margen EBITDA de 43.4% como los más altos de los últimos 2 años para un acumulado de nueve meses. Por su parte, la utilidad neta acumulada ascendió a COP 3.2 Bn y representa el doble de la registrada en todo el 2016. Estos resultados reflejan nuestra solidez y la constancia en: i) mejoras en la capacidad operativa y comercial, ii) mayor eficiencia y reducción de costos, iii) foco en la disciplina de capital, y adicionalmente un mejor entorno de precios de crudo.

La producción promedio del Grupo Empresarial en el acumulado del año ascendió a 715 kbped, en línea con la meta de producción del 2017, a pesar de los retos impuestos por un difícil entorno de orden público y eventos operacionales. Así mismo, cabe destacar que alcanzamos las metas de nivel de actividad con un menor CAPEX gracias a importantes eficiencias en el segmento de producción. Los proyectos de inyección de agua continúan dando resultados positivos en campos como Casabe, La Cira Infantas, Chichimene, y Castilla, entre otros, en los que con inversiones en inyección de agua, se han evidenciado incrementos o mantenimientos de producción, junto con mejores respuestas operacionales. Durante el trimestre, la Agencia Internacional de Energía (IEA) vinculó a Ecopetrol como miembro del grupo técnico de recobro que lidera esta organización.

Vale la pena destacar que el diferencial de la canasta de exportación de crudo para el tercer trimestre se ubicó en -USD 6.0/bl, el mejor de los últimos siete años y un 50% menor al registrado dos años atrás. El diferencial de la canasta acumulado a septiembre de 2017 se ubicó en -USD 6.9/bl, mejorando frente al dato acumulado del mismo periodo de 2016 (USD -9.6/bl) principalmente por: i) Cambios en la estrategia comercial para llegar directamente al cliente final, ii) recortes realizados por la OPEP especialmente en crudos pesados y iii) demanda de crudos pesados en el golfo de México y Asia.

Cerramos el trimestre con una posición de caja de COP 12.8 Bn lo cual reafirma nuestra solidez y flexibilidad financiera. Por su parte, Moody's reconoció los logros de la Compañía y su estrategia mejorando la perspectiva de Ecopetrol a “estable” y manteniendo su calificación en grado de inversión (Baa3). Durante el mes de octubre terminamos el programa de enajenación de la participación accionaria en EEB con la venta de las acciones remanentes por un monto de COP 56,930 millones.

Actualmente se ejecutan actividades de perforación en cuatro pozos exploratorios: Lunera, Molusco, Trogón y Coyote (re-entry para ejecutar pruebas y estimulación hidráulica). Por su parte, el pozo Bonifacio operado por nuestra filial HOCOL, terminó su periodo de perforación y se encuentra en etapa de evaluación. Durante el trimestre se culminaron actividades de perforación en los pozos Bullerengue y Brama, los cuales no fueron exitosos dado que no se encontró acumulación comercial de hidrocarburos.

El 20 de septiembre comenzó la perforación del pozo Molusco (bloque RC-9) en el offshore del Caribe Colombiano, ubicado aproximadamente a 30 kilómetros de Riohacha, en La Guajira. Molusco representa uno de los hitos más importantes en la historia de Ecopetrol al ser el primer pozo exploratorio offshore operado por la Compañía por medio de su subsidiaria Ecopetrol Costa Afuera SAS - ECAS (50%) en asocio con ONGC (50%). Para el cierre del 2017 estamos comprometidos a cumplir la meta de perforar 17 pozos de exploración y la de adición de recursos contingentes de 250 MBPE.

Durante el tercer trimestre de 2017, se transportaron crudos a viscosidades de 600 centistokes (cst – medida de viscosidad) por los sistemas de Cenit y sus filiales, lo cual ayudó a demostrar la viabilidad comercial de los crudos de alta viscosidad. Rompimos hitos operativos logrando transportar todo el crudo país por un mismo corredor gracias a la bi-direccionalidad del Oleoducto Bicentenario y la capacidad de OCENSA.

El tercer trimestre ha sido el mejor del año para la Refinería de Cartagena al registrar por primera vez un margen de refinación de dos dígitos, USD 10.3/bl, resultado del progreso en la estabilización de las unidades y mejores condiciones de mercado para los refinadores a nivel mundial. El margen de refinación acumulado al tercer trimestre ascendió a USD 8.3/bl, un incremento del 93% frente al margen acumulado el mismo periodo de 2016 (USD 4.3/bl). Durante el tercer trimestre completamos el 100% de las pruebas unitarias de la refinería. La refinería de



Barrancabermeja se consolida con una operación rentable y eficiente, con un margen de refinación acumulado del año de USD 14.1/bl.

Continuamos en nuestro propósito de afianzar la seguridad como pilar de nuestras operaciones. La Compañía logró una mejora del 38% en el índice de resultado de accidentalidad TRIF, comparado con el mismo periodo del año anterior, esto nos ubica entre las Compañías con mejor desempeño a nivel mundial en seguridad industrial. Con el objetivo de alinear nuestras prácticas HSE con el alto estándar mundial y aumentar nuestra competitividad, la Compañía obtuvo la certificación en las normas OHSAS 18001 (Seguridad y salud en el trabajo) e ISO 14001 (Gestión ambiental).

Ecopetrol sigue comprometida con el crecimiento y el desarrollo del país, el cuidado de sus trabajadores, el medio ambiente y las comunidades donde opera, siempre buscando prosperidad compartida y operaciones seguras. Mantener resultados sobresalientes seguirá siendo nuestro foco en aras de continuar con una compañía sostenible y que genere valor para sus accionistas.”



I. Resultados Financieros y Operativos Grupo Empresarial Ecopetrol

La utilidad neta acumulada a septiembre de 2017 duplicó los resultados obtenidos en todo el 2016. A la fecha, hemos logrado mantener el margen EBITDA de 43% promedio (5% más que el margen de cierre del año 2016) y alcanzar los márgenes operacional y neto más altos de los últimos dos años, esto refleja nuestra eficiencia operativa.

La generación de caja continúa siendo favorable con una posición de COP 12.8 billones al cierre de septiembre. Por su parte, el diferencial de la canasta de exportación de crudos versus Brent se ubicó en -USD 6.9/bl para el acumulado del año, el más bajo de los últimos 7 años.

La fortaleza financiera del grupo empresarial se refleja en la mejora significativa de sus métricas de endeudamiento, en donde el Deuda Bruta/EBITDA se sitúa en 2.1x al cierre del tercer trimestre frente a 3.1x en el tercer trimestre de 2016. Esta fortaleza le permite a Ecopetrol avanzar en la senda de crecimiento orgánico e inorgánico.

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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	3T 2017	3T 2016	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio \$	Cambio %
Ventas Locales	6,915	6,049	866	14.3%	20,334	18,195	2,139	11.8%
Ventas al Exterior	6,410	6,134	276	4.5%	19,513	16,224	3,289	20.3%
Ventas Totales	13,325	12,183	1,142	9.4%	39,847	34,419	5,428	15.8%
Depreciación y Amortización	2,184	2,067	117	5.7%	6,307	5,497	810	14.7%
Costos Variables	4,668	4,700	(32)	(0.7%)	15,302	14,054	1,248	8.9%
Costos Fijos	1,925	1,971	(46)	(2.3%)	5,539	4,981	558	11.2%
Costo de Ventas	8,777	8,738	39	0.4%	27,148	24,532	2,616	10.7%
Utilidad Bruta	4,548	3,445	1,103	32.0%	12,699	9,887	2,812	28.4%
Gastos Operativos	1,225	905	320	35.4%	2,810	3,267	(457)	(14.0%)
Utilidad Operacional	3,323	2,540	783	30.8%	9,889	6,620	3,269	49.4%
Ingresos (Gastos) Financieros	(807)	(902)	95	(10.5%)	(1,962)	(1,404)	(558)	39.7%
Participación en Resultados de Compañías	4	45	(41)	(91.1%)	58	14	44	314.3%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	2,520	1,683	837	49.7%	7,985	5,230	2,755	52.7%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1,296)	(1,237)	(59)	4.8%	(4,206)	(3,184)	(1,022)	32.1%
Ganancia Neta Consolidada	1,224	446	778	174.4%	3,779	2,046	1,733	84.7%
Interés no Controlante	(221)	(217)	(4)	1.8%	(585)	(667)	82	(12.3%)
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	1,003	229	774	338.0%	3,194	1,379	1,815	131.6%
EBITDA	5,852	4,886	966	19.8%	17,296	13,545	3,751	27.7%
Margen EBITDA	43.9%	40.1%			43.4%	39.4%		

1. Ingresos por ventas

El aumento de los ingresos por ventas se presenta como resultado combinado de:

- Mayor precio de la canasta promedio ponderada de crudos, gas y productos +USD 7/bl (+COP 1.83 billones), la cual refleja principalmente la mejora en el diferencial de crudos de exportación y el comportamiento de los precios de referencia del crudo Brent (USD 52/bl en 3T17 Vs USD 47/bl en 3T16).
- Incremento de la tasa de cambio promedio de los ingresos recibidos, que pasó de COP 2,926/USD (3T 2016) a COP 2,969/USD (3T 2017), impactando positivamente los ingresos totales (+COP 102 mil millones).
- Efecto por variación en el volumen de ventas (-COP 884 mil millones).
- Mayor ingreso por servicios (+COP 89 mil millones).



Tabla 3: Ventas Volumétricas - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Volumen de Venta Local - kbped	3T 2017	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudo	24.7	15.3	61.4%	17.7	14.8	19.6%
Gas Natural	73.7	70.3	4.8%	73.5	76.0	(3.3%)
Gasolinas	107.4	108.0	(0.6%)	109.5	107.5	1.9%
Destilados Medios	141.3	144.1	(1.9%)	146.3	141.3	3.5%
GLP y Propano	15.3	16.7	(8.4%)	17.0	16.6	2.4%
Combustóleo	10.3	6.0	71.7%	8.9	6.1	45.9%
Industriales y Petroquímicos	18.5	19.6	(5.6%)	18.5	19.1	(3.1%)
Total Venta Local	391.2	380.0	2.9%	391.4	381.4	2.6%
Volumen de Exportación - kbped	3T 2017	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudo	410.9	433.7	(5.3%)	426.5	432.9	(1.5%)
Productos	96.5	156.0	(38.1%)	105.4	146.8	(28.2%)
Gas Natural	1.3	3.1	(58.1%)	1.6	2.0	(20.0%)
Total Venta de Exportación	508.7	592.8	(14.2%)	533.5	581.7	(8.3%)
Total Volumen Vendido	899.9	972.8	(7.5%)	924.9	963.1	(4.0%)

Mercado en Colombia (43.5% de las ventas): Incremento del 2.9% (3T17 Vs 3T16) debido principalmente a:

- Mayor venta nacional de crudo por mayores ventas a terceros, explicada por el manejo de la contingencia en el oleoducto Caño Limón - Coveñas.
- Mayores ventas de combustóleo dados los nuevos contratos de venta por flota fluvial maximizando la utilización del muelle en la refinería de Barrancabermeja.
- Mayores ventas de gas natural procedente del bloque Saman y mayores ventas gracias a nueva demanda (clientes nuevos y/o que no usaban gas) que compensaron la menor demanda del sector térmico.
- Disminución de venta de destilados medios por paro en el sector de aviación y contracción de la demanda en la zona norte del país, compensado con mayor demanda de diésel del sector minero.

Mercado internacional (56.5% de las ventas): Disminución del 14.2% (3T17 Vs 3T16) debido principalmente a:

- Menores exportaciones de productos:
 - a) Menores exportaciones (-34 kbd) de diésel y gasolina debido a estrategia comercial enfocada en destinar más volúmenes al mercado doméstico con el fin de obtener mejores precios y sustituir importaciones.
 - b) Menores exportaciones de fuel oil (-26 kbd) debido a reducción de su producción en la refinería de Barrancabermeja por mejor realización de las corrientes alternativas procesadas.
- Menores exportaciones de crudo por suministro a la Refinería de Cartagena para sustitución de importaciones por crudos nacionales.

Tabla 4: Destinos de Exportación - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
Crudos (kbped)	3T 2017	3T 2016	% Part.	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	% Part.
Asia	112.0	169.6	27.3%	133.1	178.6	31.2%
Costa del Golfo EE.UU.	98.9	39.6	24.1%	77.4	32.7	18.1%
Costa Oeste EE.UU.	98.4	67.9	23.9%	100.8	66.1	23.6%
Costa Este EE.UU.	45.5	50.9	11.1%	57.8	46.5	13.6%
Europa	35.8	58.0	8.7%	25.2	59.1	5.9%
América Central / Caribe	15.1	16.5	3.7%	17.0	9.7	4.0%
América del Sur	5.2	31.2	1.3%	13.5	33.6	3.2%
Otros	0.0	0.0	0.0%	1.7	6.6	0.4%
Total	410.9	433.7	100.0%	426.5	432.9	100.0%
Productos (kbped)	3T 2017	3T 2016	% Part.	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	% Part.
Asia	30.2	49.8	31.3%	41.4	42.3	39.2%
Costa del Golfo EE.UU.	15.8	3.3	16.4%	16.0	8.4	15.2%
Costa Oeste EE.UU.	15.4	17.5	16.0%	10.8	11.9	10.3%
Costa Este EE.UU.	15.3	28.6	15.9%	12.1	33.6	11.5%
Europa	9.1	21.9	9.4%	13.4	30.2	12.7%
América Central / Caribe	5.5	0.0	5.7%	2.7	0.0	2.6%
América del Sur	5.2	0.0	5.4%	6.2	1.2	5.9%
Otros	0.0	34.9	0.0%	2.8	19.2	2.7%
Total	96.5	156.0	100.0%	105.4	146.8	100.0%

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



Crudo: En el tercer trimestre de 2017 la Costa del Golfo de EEUU fue el principal destino de exportación de crudos, explicado por los máximos históricos alcanzados en cargas de refinación en EEUU por fortaleza de cracks de gasolina y diésel. Por su parte, el destino que más participación ganó frente al mismo trimestre de 2016 fue América Central/Caribe por tratarse de puntos intermedios de almacenamiento para posterior exportación a mercados de la Costa Oeste de EEUU (USWC) y Asia. Vale la pena destacar que las exportaciones a Asia aumentaron su participación en 8.3% soportadas por la mayor demanda de refinerías independientes de China.

Productos: El principal destino de exportación de productos para el tercer trimestre de 2017 fue América Central/Caribe por incremento de las ventas de diésel de ultra bajo azufre (ULSD) y por tratarse de puntos intermedios de almacenamiento de fuel oil para destinos como Asia. El segundo destino en participación fue Estados Unidos que mantuvo alrededor del 31%, seguido de Asia que aumentó un 4.7% teniendo en cuenta los mejores precios de fuel oil en ese mercado. La menor disponibilidad de diésel de alto azufre (HSD) se ha reflejado en una reducción de exportaciones a África y Europa (países mediterráneos).

Tabla 5: Precios Promedio de Crudos de Referencia y Diferencial de Crudo

A	B	C	D	E	F	G
USD/Bi	3T 2017	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Brent	52.2	47.0	11.1%	52.5	43.2	21.5%
WTI	48.2	44.9	7.3%	49.4	41.5	19.0%

Fuente: Platts y Bloomberg

A	B	C	D	E	F	G
USD/Bi	3T 2017	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Diferencial Crudo Canasta vs Brent	(6.0)	(9.0)	(33.3%)	(6.9)	(9.6)	(28.1%)

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

A	B	C	D	E	F	G	H	I
USD/Bi	3T 2017	3T 2016	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 2T 2017	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %	Vol. Venta (kbped) 1S 2017
Canasta de venta de Crudos	46.2	38.0	21.6%	435.7	45.6	33.6	35.7%	444.2
Canasta de venta de Productos	61.8	52.6	17.5%	389.2	60.4	47.8	26.4%	405.6
Canasta de venta de Gas	22.9	23.1	(0.9%)	75.0	23.0	24.1	(4.6%)	75.1
				899.9				924.9

Crudos: Durante el tercer trimestre de 2017, Ecopetrol obtuvo mejores diferenciales versus Brent en la venta de sus crudos pesados e intermedios. La canasta de ventas de crudos se fortaleció en USD 3.0/bl frente al resultado obtenido en el mismo trimestre de 2016. Este comportamiento esta explicado principalmente por: i) estrategia de venta enfocada en mercados que generan mayor valor, ii) efecto de los recortes de producción de los países OPEP y no OPEP que disminuyen la disponibilidad de crudos pesados e intermedios, iii) mayor demanda asiática generando incremento de las importaciones de China y iv) mayor interés de refinadores por crudos pesados ante inestabilidad en calidad y suministro de crudos venezolanos. El diferencial que se logró en este trimestre ha sido el mejor de los últimos siete años.

Productos: El diferencial versus Brent de la canasta de productos mostró un fortalecimiento de USD 4.0/bl frente al resultado obtenido en el tercer trimestre de 2016. Este comportamiento fue el resultado de: i) una mejor canasta al pasar de exportar diésel de alto y bajo azufre (HSD y LSD) a diésel de ultra bajo azufre (ULSD), ii) efecto de los huracanes que fortalecieron los productos ligeros y destilados al reducir la oferta debido al cierre de las refinerías en el Golfo de México (USA) y iii) mejor precio del fuel oil ante un incremento de la demanda en Singapur, problemas en refinerías de México y la reducción de oferta en Rusia por migración a capacidad de refinación de alta conversión que se ha observado en lo corrido del año.



Gas Natural: Se presenta una reducción de 0.9% del precio en comparación con el tercer trimestre de 2016 debido a la ausencia del Fenómeno del Niño durante este año.

2. Costo de ventas

Depreciación y amortización: Aumento principalmente por:

- Menor incorporación de reservas en 2016 y mayor volumen de producción.
- Inicio de operación del campo Gunflint desde agosto de 2016 en Ecopetrol America Inc. En el trimestre se incorporaron, dentro de la tasa de depreciación de los campos offshore, las reservas totales 1P del campo con el objetivo de lograr una adecuada relación entre la vida útil de la inversión y la producción del mismo.

Costos variables: Disminución principalmente en los siguientes aspectos:

- Menor costo en compras de crudo, gas y productos (-COP 13 mil millones), efecto neto de:
 - Disminución del volumen comprado (-COP 631 mil millones): i) menor importación de combustibles, especialmente diésel y gasolinas (-COP 524 mil millones, -34 kbped) debido a la sustitución por productos producidos por la Refinería de Cartagena, ii) menor consumo de diluyente por estrategia de comercialización de crudos de alta viscosidad y codilución con GLP (-COP 66 mil millones, -6 kbped) y iii) variaciones en crudos nacionales y petroquímicos (-COP 41 mil millones, -6 kbped).
 - Incremento del precio promedio de compras nacionales e importaciones de crudo y productos (+COP 540 mil millones).
 - Incremento de la tasa de cambio promedio de las compras (+COP 78 mil millones) que pasó de COP 2,934/USD (3T 2016) a COP 2,977/USD (3T 2017).
- Acumulación de inventarios por las afectaciones al sistema de transporte durante el 2017 (-COP 124 mil millones) lo que generó una disminución en la línea de costo de inventarios.
- Aumento en los costos de servicios contratados (+COP 68 mil millones) por reactivación de actividades en los campos Rubiales y Guajira (Ecopetrol) y por el inicio de operación del campo Gunflint (Ecopetrol America).
- Incremento en otros costos (+COP 37 mil millones), principalmente materiales de proceso asociados al aumento en la actividad operacional en los campos Casabe, Chichimene y Castilla.

Tabla 7: Compras Locales e Importaciones – Grupo Empresarial Ecopetrol

	A	B	C	D	E	F	G
Compras Locales (kbped)		3T 2017	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudo		150.0	155.2	(3.4%)	155.3	160.6	(3.3%)
Gas		2.9	2.5	16.0%	2.9	2.6	11.5%
Productos Refinados		2.1	3.7	(43.2%)	2.9	4.9	(40.8%)
Diluyente		0.3	0.3	0.0%	1.1	0.3	266.7%
Total		155.3	161.7	(4.0%)	162.2	168.4	(3.7%)
Importaciones (kbped)		3T 2017	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudo		65.4	65.3	0.2%	76.9	55.5	38.6%
Productos Refinados		61.4	95.7	(35.8%)	67.5	105.0	(35.7%)
Diluyente		48.5	54.0	(10.2%)	52.6	55.0	(4.4%)
Total		175.3	215.0	(18.5%)	197.0	215.5	(8.6%)

Con la sustitución de importaciones de diésel y gasolina por producción de la Refinería de Cartagena, se redujeron las importaciones (-28 kbd) durante el tercer trimestre de 2017 respecto al mismo periodo del año anterior. Con esta estrategia se logra que Ecopetrol venda 28 kbd con margen (no solo con reconocimiento de precio) y que la Refinería de Cartagena obtenga mejores precios al cambiar sus exportaciones por ventas nacionales.

Costos fijos: Disminución principalmente por:

- Disminución de costos de mantenimiento (-COP 104 mil millones), principalmente por la capitalización de mantenimientos mayores.





- b) Aumento de costos laborales (+COP 31 mil millones) principalmente por el incremento salarial frente al año anterior.
- c) Otros conceptos (+COP 27 mil millones).

3. Gastos operativos

Los gastos operativos del trimestre aumentaron principalmente por: i) reconocimiento en el gasto de la actividad exploratoria en los pozos Warrior-2, Guaniz-1, Venus 2, Cusuco 1 y Pastinaca 1 ii) mayor actividad sísmica y iii) gasto asumido por conciliación de gastos deducibles con la DIAN en el impuesto de Renta de Hocol S.A.

En contraste, los gastos operativos acumulados al mes de septiembre son menores al mismo periodo del año anterior, principalmente por la disminución en la tarifa del impuesto a la riqueza y la venta de campos menores de la ronda 2016.

4. Resultado financiero (no operacional) y otros

La variación del **resultado financiero** se presenta como resultado neto de:

- a) Variación del resultado de diferencia en cambio (+COP 34 mil millones): Se registró una pérdida (-COP 136 mil millones) en el tercer trimestre de 2017 frente a una pérdida (-COP 170 mil millones) en el mismo periodo del año anterior. Este movimiento se debe al impacto de la variación en la tasa de cambio de cierre y la disminución de la posición neta del grupo en el último trimestre debido al prepago del crédito sindicado internacional.
- b) Menor gasto de intereses neto (+COP 129 mil millones) por: i) menor deuda por efecto del prepago de crédito sindicado internacional en junio de 2017 y un crédito local con Bancolombia en octubre del 2016; y ii) disminución de la tasa de interés en préstamos locales indexados a IPC.

La **tasa efectiva de renta** para el tercer trimestre de 2017 se ubicó en 51.4% (acumulado año de 52.7%), por encima de la tasa nominal de tributación debido principalmente a: i) impuestos no deducibles, entre ellos el impuesto a la riqueza y ii) reconocimiento de renta presuntiva en filiales con pérdida fiscal, entre otros.

Tabla 8: Estado de Situación Financiera – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	Septiembre 30, 2017	Junio 30, 2017	Cambio \$	Cambio %
Activos Corrientes	22,075	19,009	3,066	16.1%
Activos no Corrientes	94,193	96,685	(2,492)	(2.6%)
Total Activos	116,268	115,694	574	0.5%
Pasivos Corrientes	16,152	14,513	1,639	11.3%
Pasivos no Corrientes	52,214	54,203	(1,989)	(3.7%)
Total Pasivos	68,366	68,716	(350)	(0.5%)
Patrimonio	47,902	46,978	924	2.0%
Total Pasivo y Patrimonio	116,268	115,694	574	0.5%

5. Activos

El aumento del activo se presenta por el efecto neto de:

- a) Aumento en **efectivo y equivalentes y otros activos financieros** (portafolio de inversiones de excedentes de liquidez) generado principalmente por mayores ingresos operacionales asociados al incremento de los precios internacionales de referencia (+COP 2.33 billones). Esto permitió incrementar la caja a COP 12.8 billones al 30 de septiembre del 2017.
- b) Incremento en **cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar** (+COP 604 mil millones) principalmente por aumento en la cuenta por cobrar al fondo de estabilización de precios para la gasolina y diésel, y cartera comercial.





- c) Disminución de la **propiedad planta y equipo, recursos naturales e intangibles** (-COP 2.17 billones), principalmente por: i) Depreciación y amortización del trimestre y ii) efecto negativo de la conversión de los activos de filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano; lo cual es parcialmente compensado con las inversiones realizadas durante el tercer trimestre.
- d) Variaciones de **otros activos** (-COP 188 mil millones).

6. Pasivos y Patrimonio

El total de pasivos disminuyó por el efecto de:

- a) Disminución de los **préstamos y financiamientos** (-COP 1.5 billones), principalmente por valoración cambiaria de la deuda en moneda extranjera producto de la revaluación presentada en la tasa de cierre trimestral del peso frente al dólar. El nivel de endeudamiento **disminuyó 15%** frente al 2016, **fortaleciendo la estructura de capital** del grupo empresarial, el indicador Deuda Bruta/EBITDA se ubica en 2.1x.
- b) Aumento en **impuestos por pagar** por (+COP 437 mil millones), principalmente por mayor impuesto a las ganancias producto del resultado positivo del trimestre, compensado parcialmente con el pago de la última cuota del impuesto a la riqueza.
- c) Incremento en el **impuesto de renta diferido** pasivo (+COP 331 mil millones) generado por las diferencias en la depuración de la provisión de renta entre los conceptos fiscales y contables.
- d) Incremento en **provisiones por beneficios a empleados** (+COP 222 mil millones) por la actualización de los pasivos por prestaciones sociales producto del incremento salarial.
- e) Otras variaciones del pasivo (+COP 164 mil millones).

El incremento en el **patrimonio** corresponde al efecto combinado de: i) incremento por la utilidad del trimestre, ii) utilidad por diferencia en cambio en las coberturas de flujo de efectivo e inversión neta y iii) compensado con una pérdida en el trimestre por conversión de los activos y pasivos de las filiales con moneda funcional diferente al peso colombiano.

7. Resultados por Segmento de Negocio

Tabla 9: Estado de Ganancias o Pérdidas – Por segmento trimestral

A	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado											
Miles de millones (COP)	3T 2017	3T 2016	3T 2017	3T 2016	3T 2017	3T 2016	3T 2017	3T 2016	3T 2017	3T 2016	3T 2017	3T 2016	3T 2017	3T 2016	3T 2017	3T 2016	3T 2017	3T 2016	3T 2017	3T 2016
Ingresos por ventas	8.656	6.875	6.841	6.884	2.763	2.430													13.325	12.183
Depreciación y Amortización	1.624	1.457	295	361	265	249	-	-	-	-	2.184	2.067								
Costos Variables	2.836	2.056	5.582	5.879	180	170	(3.930)	(3.405)			4.668	4.700								
Costos Fijos	2.141	1.767	382	343	352	404	(950)	(543)			1.925	1.971								
Costo de Ventas	6.601	5.280	6.259	6.583	797	823	(4.880)	(3.948)			8.777	8.738								
Utilidad Bruta	2.055	1.595	582	301	1.966	1.607	(55)	(58)			4.548	3.445								
Gastos Operativos	764	372	378	449	138	157	(55)	(73)			1.225	905								
Utilidad Operacional	1.291	1.223	204	(148)	1.828	1.450	-	15			3.323	2.540								
Ingresos (Gastos) Financieros	(456)	(618)	(226)	(160)	(125)	(107)	-	(17)			(807)	(902)								
Resultado de Participación en Compañías	15	42	3	3	(14)	-	-	-			4	45								
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	850	647	(19)	(305)	1.689	1.343	-	(2)			2.520	1.683								
Provisión Impuesto a las Ganancias	(545)	(375)	(96)	(188)	(655)	(675)	-	1			(1.296)	(1.237)								
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	305	272	(115)	(493)	1.034	668	-	(1)			1.224	446								
Interés no Controlante	-	-	-	2	(221)	(219)	-	-			(221)	(217)								
Ganancia (Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	305	272	(115)	(491)	813	449	-	(1)			1.003	229								
EBITDA	3.085	2.816	664	324	2.104	1.729	(1)	17			5.852	4.886								
Margen Ebitda	35,6%	41,0%	9,7%	4,7%	76,1%	71,2%	0,0%	(0,4%)			43,9%	40,1%								



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

A	B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
	E&P		Refinación y Petroq.		Transporte y Logística		Eliminaciones		Ecopetrol Consolidado											
Miles de Millones (COP)	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16
Ingresos por ventas	25.265	19.238	20.461	18.101	7.805	8.130	(13.684)	(11.050)	39.847	34.419										
Depreciación y Amortización	4.677	3.913	818	856	812	728	-	-	6.307	5.497										
Costos Variables	8.905	7.476	17.097	14.794	445	339	(11.145)	(8.555)	15.302	14.054										
Costos Fijos	5.594	4.924	1.189	996	1.114	1.382	(2.358)	(2.321)	5.539	4.981										
Costo de Ventas	19.176	16.313	19.104	16.646	2.371	2.449	(13.503)	(10.876)	27.148	24.532										
Utilidad Bruta	6.089	2.925	1.357	1.455	5.434	5.681	(181)	(174)	12.699	9.887										
Gastos Operativos	1.500	1.640	1.130	1.390	362	462	(182)	(225)	2.810	3.267										
Utilidad Operacional	4.589	1.285	227	65	5.072	5.219	1	51	9.889	6.620										
Ingresos (Gastos) Financieros	(977)	(627)	(690)	(497)	(293)	(216)	(2)	(64)	(1.962)	(1.404)										
Resultado de Participación en Compañías	76	-	14	15	(32)	(1)	-	-	58	14										
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	3.688	658	(449)	(417)	4.747	5.002	(1)	(13)	7.985	5.230										
Provisión Impuesto a las Ganancias	(1.952)	(428)	(296)	(556)	(1.958)	(2.200)	-	-	(4.206)	(3.184)										
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	1.736	230	(745)	(973)	2.789	2.802	(1)	(13)	3.779	2.046										
Interés no Controlante	-	-	1	5	(586)	(672)	-	-	(585)	(667)										
Ganancia(Pérdida) Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	1.736	230	(744)	(968)	2.203	2.130	(1)	(13)	3.194	1.379										
EBITDA	9.783	5.773	1.516	1.529	5.998	6.192	(1)	51	17.296	13.545										
Margen Ebitda	38,7%	30,0%	7,4%	8,4%	76,8%	76,2%	0,0%	(0,5%)	43,4%	39,4%										

A. Exploración y Producción

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

A	B		C		D		E		F		G		H		I	
	3T 2017	3T 2016	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio \$	Cambio %								
Miles de millones (COP)	25.265	19.238	6.027	31,3%												
Ventas	8.656	6.875	1.781	25,9%												
Depreciación y amortización	1.624	1.457	167	11,5%												
Costos Variables	2.836	2.056	780	37,9%												
Costos Fijos	2.141	1.767	374	21,2%												
Costo de Ventas	6.601	5.280	1.321	25,0%												
Utilidad Bruta	2.055	1.595	460	28,8%												
Gastos Operativos	764	372	392	105,4%												
Utilidad Operacional	1.291	1.223	68	5,6%												
Ingresos (Gastos) Financieros	(456)	(618)	162	(26,2%)												
Participación en Resultados de Compañías	15	42	(27)	(64,3%)												
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	850	647	203	31,4%												
Provisión Impuesto a las Ganancias	(545)	(375)	(170)	45,3%												
Ganancia (Pérdida) Neta Consolidada	305	272	33	12,1%												
Interés no Controlante	-	-	-	0%												
Ganancia (Pérdida) Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	305	272	33	12,1%												
EBITDA	3.085	2.816	269	9,6%												
Margen EBITDA	35,6%	41,0%	(5,3%)													

Exploración

En la campaña de exploratoria de 2017 se han perforado y finalizado siete pozos, de los cuales seis fueron exploratorios (Purple Angel-1, Gorgon-1, Siluro-1, Warrior-2, Bonifacio-1 y Brama-1) y uno de avanzada (Bullerengue Sur-3). Por su parte, en el pozo Boranda-1 (perforado en 2016 y que se encontraba suspendido al terminar el año) se realizaron pruebas con resultados satisfactorios.

A lo largo del año hemos alcanzado los siguientes resultados:

- **Exitosos:** Purple Angel-1 (operador Anadarko (50%), Ecopetrol (50%)), Gorgon-1 (operador Anadarko (50%) y Ecopetrol (50%)) y Boranda-1 (operador Parex (50%) y Ecopetrol (50%)).
- **Abandonados:** Siluro-1 (operador Repsol (50%) y Ecopetrol (50%)), Brama-1 (operador Petrobras (40%), Ecopetrol (30%), Repsol (20%) y Statoil (10%)) y Bullerengue Sur-3 (operador Lewis (50%) y Hocol (50%)).
- **Descubridor no comercial:** Warrior-2 (operador Anadarko (70%), Ecopetrol (30%)).
- **Evaluación:** Bonifacio-1 (Hocol 100%)



Durante el tercer trimestre de 2017 se finalizaron dos programas sísmicos 2D (SN-8 y SN-18), se iniciaron actividades de perforación en tres pozos (Molusco-1, Trogón-1, y Lunera-1) y se re-entró en un pozo (Coyote-1).

- **Molusco-1:** (bloque RC-9) Ubicado en el offshore del Caribe Colombiano, inició perforación en septiembre y representa un hito importante en la historia de Ecopetrol al ser el primer pozo exploratorio offshore perforado directamente como operador (Ecopetrol Costa Afuera - ECAS (50%) y ONGC (50%)).
- **Trogón-1:** (bloque CPO-9) Inició perforación en septiembre, está localizado en el onshore Colombia y con el cual se busca confirmar el potencial de hidrocarburos de los descubrimientos Akacias (2013) y Nueva Esperanza (2014). El pozo es operado por Ecopetrol (55%) y Repsol (45%).
- **Lunera-1:** (bloque VSM-9) Inició perforación en agosto 2017, es operado por Hocol (100%) y está ubicado en el onshore Colombia.
- **Coyote-1:** (bloque De Mares) Se realizó un re-entry y actualmente se realizan pruebas iniciales y actividades de cañoneo con estimulación hidráulica. Es operado por Parex (50%) y Ecopetrol (50%).

Para el cuarto trimestre se planea la perforación de 7 pozos onshore: Infantas Oriente-1, Venganza-45H, Landero-1, Pollera-1, Lorito-1, Búfalo-1 y Godric Norte-1.

En el ámbito internacional, una vez confirmada la presencia de hidrocarburos con la perforación del pozo Warrior-2, (operado por Anadarko (70%) y Ecopetrol (30%)), localizado en el área de Green Canyon, Golfo de México - Estados Unidos), se procedió a realizar un side track con el fin de identificar la extensión del yacimiento. Se confirmó la presencia de hidrocarburos en las arenas del Mioceno; sin embargo, se detectó desconexión de los reservorios entre el pozo original y el side track. En este momento continua la evaluación de los resultados del pozo y la estimación de los volúmenes asociados al descubrimiento del proyecto Warrior. El pozo fue taponado y abandonado (T&A).

El 26 de septiembre, se suscribieron en Ciudad de México los contratos de los bloques Área 6 y Área 8 que le fueron adjudicados en junio pasado a Ecopetrol S.A. junto a sus socios Pemex y Petronas para explorar y producir hidrocarburos en aguas someras de México (Licitación CNH-R02-L01/2016 – 50% participación en cada uno).

En Brasil se planea la adquisición de un programa sísmico 3D en la cuenca Foz de Amazonas y se evalúa la participación de Ecopetrol en la Ronda 3. En Estados Unidos estamos esperando los resultados del Lease Sale 249.

Estas actividades internacionales se enmarcan en la estrategia de fortalecer y diversificar la exploración en el exterior; y responden al objetivo que nos trazamos de posicionar a Ecopetrol como una Compañía Panamericana.

Producción

Tabla 12: Producción Bruta* - Grupo Empresarial Ecopetrol

	A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	3T 2017	3T 2016	Cambio %		Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudo	545,1	557,5	(2,2%)		545,1	552,9	(1,4%)
Gas natural	110,5	114,3	(3,3%)		110,3	116,7	(5,5%)
Total Ecopetrol S.A.	655,6	671,8	(2,4%)		655,4	669,6	(2,1%)
Crudo	21,9	19,0	15,3%		22,1	17,9	23,5%
Gas Natural	5,1	0,7	628,6%		5,0	0,7	614,3%
Total Hocol	27,0	19,7	37,1%		27,1	18,6	45,7%
Crudo	10,0	12,2	(18,0%)		11,0	12,5	(12,0%)
Gas Natural	4,9	4,7	4,3%		4,6	7,1	(35,2%)
Total Equión**	14,9	16,9	(11,8%)		15,6	19,6	(20,4%)
Crudo	4,5	4,1	9,8%		4,4	4,2	4,8%
Gas Natural	0,7	1,3	(46,2%)		0,6	1,2	(50,0%)
Total Savia**	5,2	5,4	(3,7%)		5,0	5,4	(7,4%)
Crudo	9,7	7,3	32,9%		9,4	4,2	123,8%
Gas Natural	2,1	1,5	40,0%		2,1	0,9	133,3%
Total Ecopetrol America	11,8	8,8	34,1%		11,5	5,1	125,5%
Crudo	591,2	600,1	(1,5%)		592,0	591,7	0,1%
Gas Natural	123,3	122,5	0,7%		122,6	126,6	(3,2%)
Total Grupo Empresarial	715	723	(1,1%)		715	718	(0,5%)

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

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



Durante el tercer trimestre del 2017, la producción del Grupo Empresarial se situó en 714.5 kbped, en línea con la meta de producción para todo el año.

Vale la pena destacar que haber mantenido los niveles de producción corresponde a la reducción sostenida de los costos de perforación que han permitido continuar con nuestras actividades de desarrollo en campos como Castilla y Rubiales, conservando constante la producción. Estas reducciones han mejorado el tiempo de perforación hasta en un 46%, lo cual se traduce en disminuciones de más del 50% en el costo por pie perforado actual frente al 2014, demostrando que las eficiencias son resilientes a un incremento de precios como el que se ha evidenciado en los últimos meses.

Adicionalmente es importante destacar los esfuerzos de la empresa para soportar los niveles de producción actual a través de la mayor ejecución de trabajos a pozos por medio de mayor actividad de mantenimiento que se registra en el OPEX, lo que ha permitido mitigar la declinación en varios de nuestros campos aún en un escenario de menores inversiones. Esta mayor ejecución ha sido posible en parte por las eficiencias estructurales obtenidas en nuestros gastos de operación, donde un componente significativo de los ahorros proviene de la reducción en el Índice de Falla de los sistemas de levantamiento de los pozos. Este índice, correspondiente a la frecuencia con la que tenemos que realizar el reemplazo del sistema de levantamiento de un pozo, ha presentado reducciones, indiferente del sistema de levantamiento utilizado, entre el 9.2% y 22% desde el 2015.

La producción de las filiales y negocios conjuntos también aportó al mantenimiento de los 715 kbped debido a un crecimiento del 15.9% con relación al mismo periodo del año 2016. Lo anterior se explica principalmente por el inicio de operaciones en la planta de tratamiento de gas para los campos Bonga-Mamey de Hocol y la cesión a favor de esta empresa de intereses en campos como Espinal, Rio Saldaña y Pulí realizada por Ecopetrol S.A. Así mismo Ecopetrol América evidenció un aumento correspondiente a la entrada de Gunflint en el 2016.

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

Proyectos de aumento de Factor de Recobro:

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

Un ejemplo de lo anterior es el caso de uno de nuestros principales campos, Chichimene, el cual este año finaliza su fase de piloto de la tecnología de Inyección de Agua, para dar paso a la fase de expansión en el 2018, buscando replicar los buenos resultados obtenidos en el piloto en la totalidad del yacimiento.

Otra expansión actualmente en desarrollo corresponde al proyecto de recobro terciario con tecnología de polímeros entrecruzados en el campo Dina K. En este momento se trabaja en la ingeniería de detalle y los procesos de compras y contratación para la ejecución de la expansión, dando inicio a la perforación de pozos en el cuarto trimestre del presente año. Simultáneamente se continúa con la estructuración de otros proyectos de expansión de inyección de agua en los campos con pilotos que ya han tenido respuesta positiva en producción, como lo son Llanito, Galán, Castilla y Apiay-Suria, así como un proyecto de inyección de agua mejorada en el campo Yariguí.

Este portafolio de posibles expansiones futuras se continuará fortaleciendo con el resultado de 13 nuevos pilotos de evaluación que están actualmente operando. En este sentido es importante resaltar la finalización en el 2017 de la fase de análisis de los pilotos Palogrande CEOR, Casabe CEOR y Dina-T WF, adicional al piloto Chichimene previamente mencionado. Así mismo la empresa continua con las obras para dar inicio al piloto de inyección de aire también en Chichimene, en el cual se espera comience la fase de inyección a finales de este año.



Por último, es importante destacar que debido a los resultados que viene obteniendo la empresa en materia de recobro, la Agencia Internacional de Energía –IEA, vinculó a Ecopetrol como miembro del grupo directivo en temas de recobro que lidera esta agencia. Este reconocimiento le brinda la oportunidad a Ecopetrol de seguir avanzando en la aplicación de tecnologías de recobro, mediante el aprendizaje de experiencias de otros países.

Tabla 13: Costo de Levantamiento - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
USD/BI	3T 2017	3T 2016	% Var	Explicación	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	% Var	Explicación	% USD
Costo de levantamiento*	7.80	7.25	7.6%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (-USD 0,10/BI): Mayor producción Hocol y Ecopetrol América Inc. • Costos (+USD 0,73/BI): Mayor costo en Ecopetrol, Hocol y Ecopetrol América Inc 	7.27	5.79	25.6%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (+USD 0,04/BI): Menor producción Ecopetrol. • Costos (+USD 1,15/BI): Mayor costo en Hocol, Ecopetrol América Inc y Ecopetrol. 	16.0%
TRM	2,976.3	2,946.3	1.0%	• TRM (-USD 0,08/BI): Mayor TRM de COP 30,01/USD	2,939.6	3,062.9	-4.0%	• TRM (+USD 0,29/BI): Menor TRM de COP 123,27/USD.	

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

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

- Mayor causación de costos del campo Rubiales por reversión a Ecopetrol al inicio del tercer trimestre de 2016.
- Mayor ejecución de costos en mantenimiento de subsuelo, por incremento en número y complejidad de intervenciones y servicios a pozo lo cual ha logrado mantener la curva básica de producción.
- Mayor costo en mantenimiento de superficie por aumento en número de equipos de superficie intervenidos, lo cual ha logrado mantener la confiabilidad operativa e integridad en las operaciones de producción.
- Incremento en costo de tratamiento de fluidos por incremento en volumen de producción de agua en campos de operación directa y asociada principalmente.

Tabla 14: Costo de Dilución - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I
USD/BI	3T 2017	3T 2016	% Var	Explicación	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	% Var	Explicación
Costo de dilución*	3.95	4.03	-2.0%	• Costos (-USD 0,08/BI): Menor costo en Ecopetrol por implementación de iniciativa de transporte de crudos de mayor viscosidad a 600 cst	3.91	3.95	-1.0%	• Costos (-USD 0,04/BI): Menor costo en Ecopetrol por implementación de iniciativa de transporte de crudos de mayor viscosidad a 600 cst

* Calculado con base en barriles vendidos

Vale la pena mencionar, que el costo de dilución junto con el costo de levantamiento acumulado a septiembre de 2017, es 60% menor al obtenido en todo el 2014 y 12% más bajo frente al obtenido en el 2015, lo cual refleja la eficiencia operativa que hemos logrado en estos últimos años y la reducción de costos a través del plan de transformación.

Resultados financieros del segmento de Exploración y Producción

Los ingresos del trimestre aumentaron frente al mismo periodo del año anterior principalmente por: i) incremento en los precios de la canasta de crudo, favorecidos por un mejor nivel de precios internacionales, ii) menor diferencial de precios sobre la canasta de crudos del grupo, iii) un leve aumento en los volúmenes de ventas nacionales de crudo principalmente a la Refinería de Cartagena y gas a terceros y iv) efecto positivo del incremento de la tasa de cambio promedio de los ingresos recibidos.

El costo de ventas del segmento aumentó como resultado de: i) mayores costos de compra de crudo por el aumento en los precios, ii) acumulación de inventarios por las afectaciones al sistema de transporte durante el 2017, iii) mayor actividad por reactivación de la operación de algunos campos que se refleja en mayores costos de mantenimiento, materiales de proceso, servicios contratados y energía eléctrica, iv) mayor depreciación y amortización en Ecopetrol S.A. por menores reservas incorporadas en 2016 frente a 2015 y en Ecopetrol America Inc. por el inicio de operación



del campo Gunflint desde agosto de 2016, y v) mayores costos de transporte por la implementación de esquemas de evacuación alternos debido a afectaciones del sistema Caño Limón.

En los gastos operacionales se presenta un incremento principalmente en gastos exploratorios como resultado de llevar al gasto la actividad exploratoria en los pozos Venus 2, Warrior 2, Guaniz 1, Cusuco 1 y Pastinaca 1.

El resultado financiero neto presentó una recuperación principalmente por: i) mayores rendimientos financieros sobre los excedentes de liquidez del segmento ii) menor gasto de intereses sobre los préstamos debido a una disminución de la tasa de interés sobre deuda local indexada al IPC y prepagos de deuda realizados en octubre del 2016 y junio del 2017, iii) menor gasto por diferencia en cambio dada la menor posición activa en dólares del segmento por la revaluación del peso frente al dólar al cierre del trimestre.

B. Transporte

Tabla 15: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	3T 2017	3T 2016	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio \$	Cambio %
Ventas	2,763	2,430	333	13.7%	7,805	8,130	(325)	(4.0%)
Depreciación y amortización	265	249	16	6.4%	812	728	84	11.5%
Costos Variables	180	170	10	5.9%	445	339	106	31.3%
Costos Fijos	352	404	(52)	(12.9%)	1,114	1,382	(268)	(19.4%)
Costo de Ventas	797	823	(26)	(3.2%)	2,371	2,449	(78)	(3.2%)
Utilidad Bruta	1,966	1,607	359	22.3%	5,434	5,681	(247)	(4.3%)
Gastos Operativos	138	157	(19)	(12.1%)	362	462	(100)	(21.6%)
Utilidad Operacional	1,828	1,450	378	26.1%	5,072	5,219	(147)	(2.8%)
Ingresos (Gastos) Financieros	(125)	(107)	(18)	16.8%	(293)	(216)	(77)	35.6%
Participación en Resultados de Compañías	(14)	-	(14)	0.0%	(32)	(1)	(31)	3,100.0%
Utilidad Antes de Impuesto a las Ganancias	1,689	1,343	346	25.8%	4,747	5,002	(255)	(5.1%)
Provisión Impuesto a las Ganancias	(655)	(675)	20	(3.0%)	(1,958)	(2,200)	242	(11.0%)
Ganancia Neta Consolidada	1,034	668	366	54.8%	2,789	2,802	(13)	(0.5%)
Interés no Controlante	(221)	(219)	(2)	0.9%	(586)	(672)	86	(12.8%)
Ganancia Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	813	449	364	81.1%	2,203	2,130	73	3.4%
EBITDA	2,104	1,729	375	21.7%	5,998	6,192	(194)	(3.1%)
Margen EBITDA	76.1%	71.2%	5.0%		76.8%	76.2%	0.7%	

Avance de los proyectos clave

San Fernando – Monterrey: Se continúa avance en el comisionamiento y puesta en operación de la estación San Fernando para crudo y nafta. Se proyecta entrar en operación antes del cierre del 2017.

Iniciativa de transporte de crudos de mayor viscosidad: Durante el tercer trimestre de 2017 se continuó transportando crudos por los sistemas de Cenit y sus filiales a viscosidades de 600cSt.

Tabla 16: Volúmenes Transportados – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G
(kbpd)	3T 2017	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudos	826.0	810.6	1.9%	819.2	876.6	(6.5%)
Refinados	263.3	265.6	(0.9%)	267.5	262.0	2.1%
Total	1,089.3	1,076.2	1.2%	1,086.7	1,138.6	(4.6%)

Durante el tercer trimestre del año, se presenta un mejor resultado en los volúmenes transportados producto de la operatividad del Oleoducto Bicentenario en sentido Banadía – Araguaney, garantizando el transporte de crudos de Caño Limón. En el acumulado de los primeros 9 meses del año, se presentó reducción en volúmenes transportados principalmente por menor producción del país. Del total transportado en oleoductos, aproximadamente 66% correspondió a producto propiedad de Ecopetrol.

Por su parte, durante el tercer trimestre del año, el volumen acumulado transportado por poliductos se incrementó, debido principalmente a la eliminación de algunas restricciones operativas en el poliducto Pozos Colorados – Galán,



lo que permitió aumentar su capacidad de 110 kbd a 119 kbd. Aproximadamente el 18% de los volúmenes transportados por poliductos correspondió a diluyente para uso de Ecopetrol.

Tabla 17: Costo por Barril Transportado - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
USD/BI	3T 2017	3T 2016	% Var	Explicación	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	% Var	Explicación	% USD
Costo por barril transportado	3.43	3.46	-0.9%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (-USD 0,10/BI): Mayor volumen transportado por operación en contingencia de Bicentenario. • Costos (+USD 0,10/BI): Mayor actividad de mantenimiento. 	3.50	3.58	-2.2%	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen (+USD 0,19/BI): Menor volumen transportado asociado menor producción. • Costos (-USD 0,42/BI): Menores costos en mantenimientos operativos. 	8.0%
TRM	2,976.3	2,946.3	1.0%	• TRM (-USD 0,03/BI): Mayor TRM de COP 30.01/USD.	2,939.6	3,062.9	-4.0%	• TRM (+USD 0,15/BI): Menor TRM de COP 123.27/USD.	

Resultados financieros del segmento de Transporte

Los ingresos aumentaron por el incremento de volúmenes transportados por los sistemas Ocesa, Araguaey-Monterrey y Bicentenario, producto de la bi-direccionalidad de este oleoducto ocasionado por el cierre del oleoducto Caño Limón.

El costo de ventas disminuyó como consecuencia de la continuidad en el programa de optimización de costos de operación y mantenimiento a pesar del incremento de los costos variables por mayor consumo de materiales de proceso y energía asociados al transporte de crudos más pesados y entrada del proyecto P135 en Ocesa.

En el tercer trimestre del 2017, los resultados se vieron impactados en aproximadamente COP 29 mil millones por ataques a la infraestructura. Esto incluye la reparación de sistemas de transporte, retiro de conexiones ilícitas, reanudación de la operación de los oleoductos y descontaminación de áreas.

Los gastos de operación disminuyeron debido a implementación de sinergias asociadas a la puesta en marcha del nuevo modelo de operación y mantenimiento en las filiales del segmento de transporte.

El resultado financiero neto presenta un mayor gasto de intereses, ya que con la entrada en operación del proyecto P135 el gasto de intereses pasa de capitalizarse a llevarse al gasto corriente, compensado parcialmente con un menor gasto por diferencia en cambio sobre la posición activa del segmento.





C. Refinación

Tabla 18: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Miles de millones (COP)	3T 2017	3T 2016	Cambio \$	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio \$	Cambio %
Ventas	6.841	6.884	(43)	(0,6%)	20.461	18.101	2.360	13,0%
Depreciación y amortización	295	361	(66)	(18,3%)	818	856	(38)	(4,4%)
Costos Variables	5.582	5.879	(297)	(5,1%)	17.097	14.794	2.303	15,6%
Costos Fijos	382	343	39	11,4%	1.189	996	193	19,4%
Costo de Ventas	6.259	6.583	(324)	(4,9%)	19.104	16.646	2.458	14,8%
Utilidad Bruta	582	301	281	93,4%	1.357	1.455	(98)	(6,7%)
Gastos Operativos	378	449	(71)	(15,8%)	1.130	1.390	(260)	(18,7%)
(Pérdida) Utilidad Operacional	204	(148)	352	(237,8%)	227	65	162	249,2%
Ingresos (Gastos) Financieros	(226)	(160)	(66)	41,3%	(690)	(497)	(193)	38,8%
Participación en Resultados de Compañías	3	3	-	0,0%	14	15	(1)	(6,7%)
Pérdida Antes de Impuesto a las Ganancias	(19)	(305)	286	(93,8%)	(449)	(417)	(32)	7,7%
Provisión Impuesto a las Ganancias	(96)	(188)	92	(48,9%)	(296)	(556)	260	(46,8%)
Pérdida Neta Consolidada	(115)	(493)	378	(76,7%)	(745)	(973)	228	(23,4%)
Interés no Controlante	-	2	(2)	(100,0%)	1	5	(4)	(80,0%)
Pérdida Neta (Atribuible Accionistas de Ecopetrol)	(115)	(491)	376	(76,6%)	(744)	(968)	224	(23,1%)
EBITDA	664	324	340	104,9%	1.516	1.529	(13)	(0,9%)
Margen EBITDA	9,7%	4,7%	5,0%		7,4%	8,4%	(1,0%)	

Refinería de Cartagena

La Refinería de Cartagena ha logrado un volumen de ventas promedio de 142.1 kbd al cierre del tercer trimestre, de los cuales 78.4 kbd corresponden a ventas nacionales y 63.7 kbd destinados a exportaciones. Las ventas representaron un ingreso de USD 767 millones para el tercer trimestre de 2017, con un incremento del 6% frente al segundo trimestre del mismo año, y del 23% si se compara con el tercer trimestre de 2016.

A la fecha se han importado un promedio de 76.9 kbd de crudo y se han comprado en el mercado nacional 58.1 kbd, suministrados en su totalidad por Ecopetrol. Así, la carga de la Refinería se ha realizado con crudo nacional en un 44% y con crudo importado en un 56%.

Durante el tercer trimestre se logró una carga promedio de 136 kbd con un promedio acumulado para el año de 132 kbd, superando en 17% la carga acumulada para el mismo periodo del año 2016 que fue de 113 kbd.

En términos del margen bruto de refinación, la refinería pasó de un promedio de USD 4.3/bl acumulado a septiembre de 2016 a USD 8.3/bl en el mismo periodo de 2017, lo que representa un incremento del 93%. El margen del tercer trimestre del 2017 aumentó 42% con respecto al mismo periodo del año 2016, pasando de USD 7.3/bl a USD 10.3/bl, resultado del progreso en la estabilización de las unidades que también se ha reflejado en un mayor factor de utilización y una mayor producción de productos valiosos (Diésel y Gasolina).

Durante el último trimestre del año se iniciará la prueba global de desempeño de la Refinería con la cual se cerrará su etapa de estabilización.

Refinería de Barrancabermeja

Tabla 19: Carga, Factor de utilización y Producción – Refinería Barrancabermeja

A	B	C	D	E	F	G
	3T 2017	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Carga* (kbpd)	200.6	213.4	(6.0%)	208.6	214.6	(2.8%)
Factor de Utilización (%)	77.7%	74.4%	4.4%	79.6%	75.4%	5.6%
Producción Refinados (kbpd)	202.3	213.8	(5.4%)	207.0	215.1	(3.8%)

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



La carga y la producción se redujeron en el tercer trimestre de 2017 versus el mismo trimestre de 2016, debido a una menor disponibilidad de crudos livianos e intermedios y al mantenimiento general programado de la unidad de crudo realizado entre los meses de agosto y septiembre de 2017.

Tabla 20: Margen de Refinación – Refinería Barrancabermeja

A	B	C	D	E	F	G
USD/bi	3T 2017	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Margen de Refinación	14.6	13.4	9.0%	14.1	13.7	2.9%

Al comparar el tercer trimestre de 2017 y 2016 se observa un incremento en el margen de refinación principalmente por: i) buen comportamiento de los márgenes internacionales de los precios de los productos frente a los precios del crudo y ii) mayor rendimiento del diésel, resultado de la sostenibilidad en cambios operacionales que han permitido dar mayor valor a distintas corrientes de la refinería, tales como el aceite liviano de ciclo (ALC) y el combustóleo.

Tabla 21: Costo de Caja de refinación (no incluye Refinería de Cartagena) - Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
USD/bi	3T 2017	3T 2016	% Var	Explicación	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	% Var	Explicación	% USD
Costo de caja refinación	4.74	4.51	5.1%	* Volumen (+USD 0,25 /bi): Baja disponibilidad de crudos livianos e intermedios. * Costo (+USD 0,03 /bi): Mayores costos operacionales y de mantenimiento por cambio de dieta.	4.71	4.11	14.6%	* Volumen (+USD 0,21 /bi): Baja disponibilidad de crudos livianos e intermedios. * Costo (+USD 0,20 /bi): Mayores costos operacionales y de mantenimiento por cambio de dieta.	19.0%
TRM	2,976.3	2,946.3	1.0%	* TRM (-USD 0,05 /bi): Mayor TRM de COP 30.01/USD.	2,939.6	3,062.9	-4.0%	* TRM (+USD 0,19 /bi): Menor TRM de COP 123.27/USD.	

Resultados financieros del segmento de Refinación

Los ingresos del tercer trimestre de 2017 presentan una leve disminución debido a: i) Menores exportaciones de Fuel, compensadas por ii) mejores precios de venta de productos, en línea con el comportamiento de los precios internacionales, iii) mayores rendimientos de productos valiosos (diésel y gasolinas) en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, y iv) efecto positivo del incremento de la tasa de cambio promedio de los ingresos recibidos.

El costo de ventas presentó una importante disminución en: i) productos importados dada la estabilización de la operación de la Refinería de Cartagena y ii) costo en materiales de operación y servicios contratados como parte del proceso de estabilización de la Refinería de Cartagena y del desempeño operacional de la Refinería de Barrancabermeja.

Con la estabilización de la Refinería de Cartagena se incrementa la producción de diésel y gasolinas para abastecimiento del mercado local, de esta forma disminuye la importación de productos.

Los gastos operativos disminuyeron debido a menores gastos en estudios de arranque y estabilización de la Refinería de Cartagena.

Se resalta para el trimestre el buen desempeño operativo del segmento apalancado por las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, que obtuvieron un EBITDA superior frente al mismo trimestre del año anterior.





El resultado financiero neto presentó un mayor gasto explicado principalmente por un mayor gasto de intereses por efecto del aumento de la tasa de cambio promedio en los intereses asociados a la deuda en moneda extranjera.

8. Resultado de Iniciativas de Reducción de Costos y Gastos

Dando continuidad al plan de ahorros establecido por la Compañía, para 2017 se fijó una meta global de COP 740 mil millones en ahorros. Esta meta, apalancada en la gestión de los segmentos del Upstream, Downstream, Midstream, la Gestión Comercial y Abastecimiento y Servicios, ha acumulado al tercer trimestre del año eficiencias estructurales por COP 1.41 Billones, lo que representa un 190% de la meta anual.

Las eficiencias correspondientes al tercer trimestre ascendieron a COP 794 mil millones, explicados así:

Tabla 22: Principales iniciativas de ahorro estructural en 2017

Miles de millones (COP)	A		B		C	
			3T 2017	3T 2016		
Reducción de producciones diferidas por indisponibilidad de ductos			204	204		
Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados			159	264		
Optimización de los costos de Perforación y Construcción de Facilidades			100	239		
Optimización del costo de levantamiento			90	162		
Mejora en ingresos y márgenes de las refinerías			82	265		
Reducción de costos de O&M de las empresas del Midstream			67	103		
Mejora en la gestión comercial			43	62		
Ahorro en áreas de soporte, logística y otras			32	91		
Optimización del costo de caja de refinación			17	23		
Total			794	1,413		

9. Inversiones

Las inversiones al cierre de septiembre de 2017 ascendieron a USD 1,399 millones (69% en Ecopetrol S.A. y 31% en filiales y subsidiarias).

Tabla 23: Inversiones realizadas por segmento - Grupo Empresarial Ecopetrol

Ene-Sep 17 - USD millones	A		B		C		D		E	
			Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total	% Part.				
Producción			793.8	91.3	885.2	63.3%				
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles			43.9	95.9	139.7	10.0%				
Exploración			129.5	125.3	254.8	18.2%				
Transporte			2.1	115.0	117.1	8.4%				
Corporativo			2.6	0.0	2.6	0.2%				
Total			971.9	427.5	1,399.4	100.0%				

Producción (63% de las inversiones): Las inversiones se concentran en el desarrollo de la campaña de perforación de los campos Castilla, Rubiales, La Cira Infantas y Quifa. Adicionalmente, las Inversiones de las Filiales de Desarrollo por USD 91 millones están concentradas en las campañas de desarrollo de Hocol y Equion principalmente.

Exploración (18% de las inversiones): Corresponde a actividades ejecutadas en el Offshore colombiano (pozos Gorgón-1, Purple Angel-1, Siluro-1 y Brama-1) y en el Golfo de México a través de la Filial América, con el pozo Warrior-2. Adicionalmente, se realizaron actividades pre-drilling para viabilidad social en el Onshore colombiano. Hocol obtuvo avances significativos en dos de sus programas sísmicos ubicados en el Valle Inferior del Magdalena.

Refinación, Petroquímica y Biocombustibles (10% de las inversiones): La mayor parte de las inversiones están concentradas en el cierre del proyecto de Bioenergy (USD 66 millones), seguidas de inversiones de mantenimiento en la Refinería de Barrancabermeja (USD 44 millones) y en Cartagena (USD 16 millones).



Transporte (9% de las inversiones): Se destacan las inversiones de Cenit (USD 87 millones) y Ocesa (USD 22 millones), cuyos proyectos principales son de continuidad operativa en las variantes de Oleoductos y Poliductos, Sistemas Contra-incendio Occidente y la ampliación de Ocesa P135.

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

1. Consolidación Organizacional

Tabla 24: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

A	B	C	D	E
Indicador HSE*	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16
Índice de Frecuencia Total de casos registrables (casos registrables / millón de horas laboradas)	0.61	1.00	0.61	0.98
Incidentes Ambientales	2	4	11	6

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

Hitos relevantes:

Continuamos en nuestro propósito de afianzar la seguridad como pilar de nuestras operaciones, el índice de accidentalidad TRIF en lo corrido del año se ubica en 0.61 accidentes registrables por millón de hora hombre, una mejora del 38% frente al mismo periodo del año anterior.

Con el objetivo de alinear nuestras prácticas con el estándar mundial, obtuvimos la certificación OHSAS 18001 (Seguridad y salud en el trabajo) y la certificación ISO 14001 (Gestión ambiental). Esto nos permite ratificar altos estándares en HSE y ampliar nuestra competitividad en el mercado. La certificación será entregada a finales de noviembre.

2. Responsabilidad Corporativa

Inversión Social:

En el tercer trimestre de 2017 se invirtieron recursos para proyectos de inversión social por un valor de COP 2,033 millones. Los recursos se han destinado a programas de educación, cultura y fortalecimiento Institucional. El valor acumulado a septiembre de 2017 es COP 6,650 millones.

Actualización Estrategia:

Ecopetrol inició la actualización de su estrategia de Responsabilidad Corporativa, a través de la cual se busca contribuir a la promoción de una gestión empresarial responsable, sana, limpia, segura y transparente.

La estrategia aplica a los siete grupos de interés definidos actualmente por Ecopetrol, e incluye las siguiente líneas de trabajo: i) identificación de grupos de interés y definición de objetivos de Responsabilidad Corporativa; ii) definición de atributos de Responsabilidad Corporativa; iii) consulta de percepción y análisis de expectativas de grupos de interés; iv) prácticas, estándares e iniciativas; v) verificación de la estrategia de Responsabilidad Corporativa y vi) comunicación y reporte.

Ecopetrol continúa trabajando con las empresas del Grupo en torno a los asuntos atinentes a la Responsabilidad Corporativa, con el objetivo de aunar y articular esfuerzos hacia una gestión empresarial sostenible.



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 2017:

Español

Noviembre 8, 2017
8:00 a.m. Bogotá
8:00 a.m. Nueva York

Inglés

Noviembre 8, 2017
9:30 a.m. Bogotá
9:30 a.m. Nueva York

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

La presentación vía webcast estará disponible en los siguientes links:

- <http://event.onlineseminarsolutions.com/wcc/r/1540724-1/4394BE483D1A418B17ED2ECC0F731CB5> (Español)
- <http://event.onlineseminarsolutions.com/wcc/r/1540883-1/79958D6777E6B67A23FEDDA65DB38E43?partnerref=rss-events> (Inglés)

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

Las cifras en Excel estarán disponibles en el siguiente link:

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

Declaraciones de proyección futura:

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

Información de Contacto:**Gerente de Mercado de Capitales**

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

Relaciones con los Medios (Colombia)

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



IV. Anexos Grupo Empresarial Ecopetrol

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

A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	3T 2017	3T 2016	Cambio %	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
La Cira-Infantas	22,9	18,9	21,2%	22,1	18,9	16,9%
Casabe	15,6	17,3	(9,8%)	16,1	18,3	(12,0%)
Yarigui	14,9	16,7	(10,8%)	15,4	17,6	(12,5%)
Otros	29,5	29,5	0,0%	30,5	32,6	(6,4%)
Total Región Central	82,9	82,4	0,6%	84,1	87,4	(3,8%)
Castilla	113,3	118,1	(4,1%)	114,2	123,2	(7,3%)
Chichimene	71,1	72,7	(2,2%)	70,8	74,9	(5,5%)
Cupiagua	30,8	38,4	(19,8%)	35,9	41,2	(12,9%)
Cusiana (2)	39,7	38,6	2,8%	36,7	13,0	N/A
Otros (3)	24,7	15,1	63,6%	20,6	16,7	23,4%
Total Región Orinoquía	279,6	282,9	(1,2%)	278,2	269,0	3,4%
Area Huila (4)	3,3	7,8	(57,7%)	3,3	8,2	(59,8%)
Area San Francisco	6,2	6,3	(1,6%)	6,3	6,7	(6,0%)
Area Tello	3,9	4,7	(17,0%)	4,2	4,8	(12,5%)
Otros	12,8	10,0	28,0%	12,5	9,4	33,0%
Total Región Sur	26,2	28,8	(9,0%)	26,3	29,1	(9,6%)
Rubiales (1)	120,1	127,1	(5,5%)	117,9	42,7	N/A
Caño Sur (3)	1,3	0,1	1.200,0%	1,3	0,0	N/A
Total Región Oriente	121,4	127,2	(4,6%)	119,2	42,7	N/A
Rubiales (1)	0,0	0,0	0,0%	0,0	55,3	(100,0%)
Cusiana (2)	0,0	0,0	0,0%	0,0	20,0	(100,0%)
Guajira	26,9	32,1	(16,2%)	27,0	34,6	(22,0%)
Caño Limón	22,8	15,8	44,3%	21,9	23,3	(6,0%)
Piedemonte	29,0	30,2	(4,0%)	29,0	30,6	(5,2%)
Quifa	18,2	18,9	(3,7%)	18,9	20,4	(7,4%)
Nare	13,1	15,7	(16,6%)	13,5	16,3	(17,2%)
Otros	35,5	37,8	(6,1%)	37,3	40,9	(8,8%)
Total Activos con Socios	145,5	150,5	(3,3%)	147,6	241,4	(38,9%)
Total Ecopetrol S.A.	655,6	671,8	(2,4%)	655,4	669,6	(2,1%)
Operación Directa	512,3	523,8	(2,2%)	510,4	431,3	18,3%
Operación Asociada	143,3	148,0	(3,2%)	145,0	238,3	(39,2%)
Ocelote (**)	13,8	12,0	15,1%	14,0	11,2	24,9%
Otros	13,2	7,7	71,0%	13,1	7,4	77,6%
Total Hocol	27,0	19,7	37,0%	27,1	18,6	45,8%
Piedemonte	14,6	15,3	(4,6%)	14,7	15,5	(5,2%)
Tauramena/Rio Chitamena	0,3	0,4	(25,0%)	0,3	2,9	(89,7%)
Otros	0,0	1,2	(100,0%)	0,6	1,2	(50,0%)
Total Equión*	14,9	16,9	(11,8%)	15,6	19,6	(20,4%)
Lobitos	2,5	2,2	13,6%	2,4	2,2	9,1%
Peña Negra	1,9	2,0	(5,0%)	1,8	2,1	(14,3%)
Otros	0,8	1,2	(33,3%)	0,8	1,1	(27,3%)
Total Savia*	5,2	5,4	(3,7%)	5,0	5,4	(7,4%)
Dalmatian	1,2	1,4	(14,3%)	1,3	1,6	(16,5%)
K2	2,9	1,9	52,6%	7,7	1,7	344,8%
Gunflint	7,7	5,5	40,0%	2,5	1,8	35,3%
Total Ecopetrol America Inc.	11,8	8,8	34,1%	11,5	5,1	124,0%
Total Filiales	58,9	50,8	15,9%	59,2	48,7	21,5%
Total Grupo Empresarial	714,5	722,6	(1,1%)	714,6	718,4	(0,5%)

*Equión y Savia no consolidan dentro del Grupo Empresarial Ecopetrol

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

(1) Rubiales: Hasta el cierre del primer semestre 2016, este campo pertenecía a la Vicepresidencia de Activos con Socios. A partir del 1 de julio pertenece a la nueva Vicepresidencia Regional Oriente.

(2) Cusiana: Hasta el cierre del primer semestre 2016, este campo pertenecía a la Vicepresidencia de Activos con Socios. A partir del segundo semestre pertenece a la Vicepresidencia Regional Orinoquia.

(3) Caño Sur: Hasta el cierre del primer semestre 2016, este campo pertenecía a la Vicepresidencia Regional Orinoquia. A partir del segundo semestre pertenece a la nueva Vicepresidencia Regional Oriente.

(4) Huila: Algunos activos fueron reclasificados y son reportados en Otros campos de la Regional Sur.

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

	A	B	C	D	E	F	G
(kbpd)	3T 2017	3T 2016	Cambio %		Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Liviano	66.5	68.9	(3.5%)		67.3	65.8	2.3%
Medio	172.8	168.0	2.9%		174.1	181.1	(3.9%)
Pesado	351.9	363.2	(3.1%)		350.6	344.8	1.7%
Total	591.2	600.1	(1.5%)		592.0	591.7	0.0%

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

	A	B	C	D	E	F	G
(kbped)	3T 2017	3T 2016	Cambio %		Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	Cambio %
Crudo	503.2	501.0	0.4%		501.5	504.7	(0.6%)
Gas Natural***	104.8	103.3	1.5%		104.3	107.2	(2.7%)
Total	608.0	604.3	0.6%		605.8	611.9	(1.0%)

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

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

*** La producción de gas incluye productos blancos.

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

	A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	3T 2017	3T 2016		Ene-Sep 17	Ene-Sep 16
Ingresos					
Nacionales	6,915	6,049		20,334	18,195
Exterior	6,410	6,134		19,513	16,224
Total Ingresos	13,325	12,183		39,847	34,419
Costo de Ventas					
Depreciación, amortización y agotamiento	2,184	2,067		6,307	5,497
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,582	1,402		4,564	3,799
Depreciación fijo	602	665		1,743	1,698
Costos Variables:	4,668	4,700		15,302	14,054
Productos importados	2,722	3,004		9,047	8,654
Compras nacionales	1,662	1,393		4,926	3,605
Servicios de transporte de hidrocarburos	203	185		565	635
Variación de inventarios y otros	81	118		764	1,160
Costos Fijos:	1,925	1,971		5,539	4,981
Servicios contratados	570	569		1,694	1,623
Mantenimiento	532	636		1,488	1,362
Costos laborales	471	440		1,327	1,099
Otros	352	326		1,030	897
Total Costo de Ventas	8,777	8,738		27,148	24,532
Utilidad Bruta	4,548	3,445		12,699	9,887
Gastos Operacionales	1,225	905		2,810	3,267
Gastos de administración	900	811		2,381	2,832
Gastos de exploración y proyectos	325	94		429	435
Utilidad Operacional	3,323	2,540		9,889	6,620
Resultado Financiero, Neto	(807)	(902)		(1,962)	(1,404)
Diferencia en cambio, neto	(136)	(170)		(151)	830
Intereses, neto	(514)	(643)		(1,442)	(1,790)
Ingresos (Gastos) financieros	(157)	(89)		(369)	(444)
Resultados de Participación en Compañías	4	45		58	14
Utilidad antes de Impuesto a las Ganancias	2,520	1,683		7,985	5,230
Provisión Impuesto a las ganancias	(1,296)	(1,237)		(4,206)	(3,184)
Ganancia Neta Consolidada	1,224	446		3,779	2,046
Interés no controlante	(221)	(217)		(585)	(667)
Ganancia Neta Atribuible a Accionistas de Ecopetrol	1,003	229		3,194	1,379
EBITDA	5,852	4,886		17,296	13,545
Margen Ebitda	43.9%	40.1%		43.4%	39.4%



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

A	B	C	D
Miles de millones (COP)	Septiembre 30, 2017	Junio 30, 2017	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	7,852	6,246	25.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	5,234	4,638	12.9%
Inventarios	4,725	4,269	10.7%
Activos por impuestos corrientes	496	777	(36.2%)
Activos financieros disponibles para la venta	35	56	(37.5%)
Otros activos financieros	2,715	1,885	44.0%
Otros activos	931	1,043	(10.7%)
	21,988	18,914	16.3%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	87	95	(8.4%)
Activos corrientes	22,075	19,009	16.1%
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,309	1,326	(1.3%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	789	781	1.0%
Propiedades, planta y equipo	59,799	61,274	(2.4%)
Recursos naturales y del medio ambiente	20,769	21,562	(3.7%)
Intangibles	346	253	36.8%
Activos por impuestos diferidos	7,352	7,458	(1.4%)
Otros activos financieros	2,227	2,330	(4.4%)
Otros activos no corrientes	1,602	1,701	(5.8%)
Total Activos No Corrientes	94,193	96,685	(2.6%)
Total Activos	116,268	115,694	0.5%
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	5,115	3,920	30.5%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	6,069	6,184	(1.9%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,981	1,867	6.1%
Pasivos por impuestos corrientes	1,934	1,497	29.2%
Provisiones y contingencias	722	706	2.3%
Otros pasivos corrientes	331	339	(2.4%)
	16,152	14,513	11.3%
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	-	-	0.0%
Total Pasivos Corrientes	16,152	14,513	11.3%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	39,495	42,194	(6.4%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	35	44	(20.5%)
Provisiones por beneficios a empleados	3,758	3,650	3.0%
Pasivos por impuestos diferidos	2,947	2,616	12.7%
Provisiones y contingencias	5,336	5,259	1.5%
Otros pasivos no corrientes	643	440	46.1%
Total Pasivos No Corrientes	52,214	54,203	(3.7%)
Total Pasivos	68,366	68,716	(0.5%)
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	46,155	45,133	2.3%
Interes no Controlante	1,747	1,845	(5.3%)
Total Patrimonio	47,902	46,978	2.0%
Total Pasivos y Patrimonio	116,268	115,694	0.5%



Tabla 6: Estado de Resultado Integrales – Grupo Empresarial Ecopetrol

A	B	C	D	E
	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16
Miles de Millones (COP)				
Utilidad Consolidada	1,224	446	3,779	2,046
Elementos del otro Resultado Integral, Neto de Impuestos				
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	(686)	(151)	(497)	(1,830)
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	319	200	322	1,302
Coberturas inversión neta negocios en el extranjero	396	54	223	261
Mediciones de planes de beneficios definidos	(57)	124	137	353
Otros menores	16	21	34	158
Total otro Resultado Integral	(12)	248	219	244
Total Resultado Integral	1,212	694	3,998	2,290
Atribuible:				
A los accionistas	1,021	493	3,429	1,677
Participación no controladora	191	201	569	613
Total Resultado Integral	1,212	694	3,998	2,290

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

A	B	C	D	E
	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16
Miles de millones (COP)				
Flujos de Efectivo de las Actividades de Operación:				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	1,003	229	3,194	1,379
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo generado por las operaciones:				
Participación de accionistas no controlantes	221	217	585	667
Cargo por impuesto a las ganancias	1,296	1,237	4,206	3,184
Depreciación, agotamiento y amortización	2,230	2,094	6,429	5,670
(Utilidad) Pérdida por diferencia en cambio	136	170	151	(830)
Costo financiero reconocido en resultados	813	916	2,296	2,530
Pozos secos	241	-	274	154
Pérdida en venta o retiro de activos no corrientes	17	(18)	50	12
Impairment de activos	(29)	64	25	109
Ganancia por valoración de activos financieros	(7)	(51)	(109)	(44)
(Ganancia) Pérdida por venta de activos para la venta	(9)	-	(176)	13
(Ganancia) pérdida en resultados de compañías asociadas y negocios conjuntos	(4)	(45)	(58)	(14)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones	162	115	415	514
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(1,004)	1,267	(2,542)	815
Impuesto de renta pagado	(398)	(357)	(4,120)	(3,745)
Efectivo Neto Generado por las Actividades de Operación	4,668	5,838	10,620	10,414
Flujos de Efectivo de las Actividades de Inversión:				
Inversión en propiedad, planta y equipo	(500)	(769)	(1,409)	(2,223)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(739)	(351)	(2,216)	(1,316)
Adquisiciones de intangibles	(132)	(10)	(161)	(46)
Venta de instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	-	-	-	725
Venta activos mantenidos para la venta	26	-	181	-
Venta (Compra) de otros activos financieros	(760)	(3,616)	2,134	(4,793)
Intereses recibidos	105	123	297	287
Dividendos recibidos	20	165	269	196
Ingresos por venta de activos	33	23	69	110
Efectivo Neto Provisto (usado) en Actividades de Inversión	(1,947)	(4,435)	(836)	(7,060)
Flujo de Efectivo en Actividades de Financiación:				
Captaciones (pagos) de préstamos	(77)	(815)	(6,661)	1,599
Pago de intereses	(624)	(774)	(2,055)	(2,017)
Dividendos pagados	(168)	(288)	(1,305)	(1,393)
Efectivo Neto (usado) provisto en Actividades de Financiación	(869)	(1,877)	(10,021)	(1,811)
Efecto de la variación en tasas de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo (Disminución) aumento en el Efectivo y Equivalentes de Efectivo	(246)	269	(321)	(380)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	1,606	(205)	(558)	1,163
Efectivo y Equivalentes de Efectivo al Final del Periodo	7,852	7,713	7,852	7,713

Tabla 8: Conciliación del EBITDA – Grupo Empresarial

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA				
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1,003	229	3,194	1,379
+ Depreciación, agotamiento y amortización	2,230	2,094	6,429	5,670
+/- Deterioros activos a largo plazo	17	2	26	61
+/- Resultado financiero, neto	807	902	1,962	1,404
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,296	1,237	4,206	3,184
+ Otros Impuestos	278	205	894	1,180
+/- Interes no controlante	221	217	585	667
EBITDA Consolidado	5,852	4,886	17,296	13,545

Tabla 9: Conciliación del EBITDA por Segmento (3T 2017)

A	B	C	D	E	F
Miles de millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	305	(115)	813	-	1,003
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,634	329	268	(1)	2,230
+/- Deterioros activos a largo plazo	11	2	4	-	17
+/- Resultado financiero, neto	456	226	125	-	807
+ Provisión impuesto a las ganancias	545	96	655	-	1,296
+ Otros Impuestos	134	126	18	-	278
+/- Interes no controlante	-	-	221	-	221
EBITDA Consolidado	3,085	664	2,104	(1)	5,852

Tabla 10: Conciliación del EBITDA por Segmento (3T 2016)

A	B	C	D	E	F
Miles de millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	272	(491)	449	(1)	229
+ Depreciación, agotamiento y amortización	1,460	382	252	-	2,094
+/- Deterioros activos a largo plazo	2	-	(2)	2	2
+/- Resultado financiero, neto	618	160	107	17	902
+ Provisión impuesto a las ganancias	375	188	675	(1)	1,237
+ Otros Impuestos	89	87	29	-	205
+/- Interes no controlante	-	(2)	219	-	217
EBITDA Consolidado	2,816	324	1,729	17	4,886

Tabla 11: Conciliación del EBITDA por Segmento (Acumulado 2017)

A	B	C	D	E	F
Miles de millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	1,736	(744)	2,203	(1)	3,194
+ Depreciación, agotamiento y amortización	4,699	909	821	-	6,429
+/- Deterioros activos a largo plazo	12	9	5	-	26
+/- Resultado financiero, neto	978	691	293	-	1,962
+ Provisión impuesto a las ganancias	1,952	296	1,958	-	4,206
+ Otros Impuestos	406	356	132	-	894
+/- Interes no controlante	-	(1)	586	-	585
EBITDA Consolidado	9,783	1,516	5,998	(1)	17,296

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

A	B	C	D	E	F
Miles de millones (COP)	E&P	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Eliminaciones	Consolidado
Conciliación Utilidad Neta con EBITDA					
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	230	(968)	2,130	(13)	1,379
+ Depreciación, agotamiento y amortización	3,931	1,004	735	-	5,670
+/- Deterioros activos a largo plazo	1	61	(1)	-	61
+/- Resultado financiero, neto	627	497	216	64	1,404
+ Provisión impuesto a las ganancias	428	556	2,200	-	3,184
+ Otros Impuestos	556	384	240	-	1,180
+/- Interes no controlante	-	(5)	672	-	667
EBITDA Consolidado	5,773	1,529	6,192	51	13,545



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

A	B	C	D
Compañía	Moneda Extranjera (USD)	Moneda Local (COP**)	Total
Ecopetrol	9,857	1,171	11,027
Reficar	2,666	-	2,666
Bicentenario	-	483	483
ODL	-	222	222
Bioenergy	-	156	156
Ocensa	500	-	500
Total	13,023	2,032	15,055

*Valor nominal de la deuda a 30 de septiembre de 2017, sin incluir causación de intereses.

**Cifras expresadas en millones de dólares equivalentes con la TRM al 30 de septiembre de 2017.

V. Anexos: Resultados de Ecopetrol S.A, Subordinadas y Participaciones Accionarias

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

1. Ecopetrol S.A:

Tabla 14: Estado de Resultados

A	B	C	D	E
Miles de millones (COP)	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16
Ventas locales	6,175	4,633	17,559	13,267
Ventas al exterior	5,127	5,156	15,383	14,181
Ventas totales	11,302	9,789	32,942	27,448
Costos variables	6,181	5,494	18,671	16,398
Costos fijos	2,599	2,285	6,912	6,357
Costo de ventas	8,780	7,779	25,583	22,755
Utilidad bruta	2,522	2,010	7,359	4,693
Gastos operativos	620	570	1,545	1,969
Utilidad operacional	1,902	1,440	5,814	2,724
Ingresos (gastos) financieros	(618)	(735)	(1,385)	(946)
Participación en resultados de compañías	250	(2)	785	538
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	1,534	703	5,214	2,316
Impuesto a las ganancias	(531)	(474)	(2,020)	(937)
Utilidad neta	1,003	229	3,194	1,379
EBITDA	3,600	3,061	10,757	7,498
Margen EBITDA	31.8%	31.3%	32.7%	27.3%



Tabla 15: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C	D
Miles de millones (COP)	Septiembre 30, 2017	Junio 30, 2017	Cambio %
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4,156	3,660	13.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	5,415	4,836	12.0%
Inventarios	3,342	2,750	21.5%
Activos por impuestos corrientes	364	334	9.0%
Activos financieros disponibles para la venta	35	56	(37.5%)
Otros activos financieros	6,246	5,441	14.8%
Otros activos	713	715	(0.3%)
	20,271	17,792	13.9%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	6	8	(25.0%)
Activos corrientes	20,277	17,800	13.9%
Activos No Corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	30,339	30,255	0.3%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	2,772	3,152	(12.1%)
Propiedades, planta y equipo	20,312	20,458	(0.7%)
Recursos naturales y del medio ambiente	17,275	17,781	(2.8%)
Intangibles	254	153	66.0%
Activos por impuestos diferidos	4,536	4,744	(4.4%)
Otros activos financieros	1,704	1,982	(14.0%)
Otros activos no corrientes	806	914	(11.8%)
Total Activos No Corrientes	77,998	79,439	(1.8%)
Total Activos	98,275	97,239	1.1%
Pasivos			
Pasivos Corrientes			
Prestámos corto plazo	3,528	2,447	44.2%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	5,077	4,749	6.9%
Provisiones por beneficios a empleados	1,947	1,839	5.9%
Pasivos por impuestos corrientes	1,314	1,085	21.1%
Provisiones y contingencias	596	591	0.8%
Otros pasivos corrientes	-	-	0
	12,462	10,711	16.3%
Pasivos No Corrientes			
Préstamos largo plazo	29,237	31,612	(7.5%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	0
Provisiones por beneficios a empleados	3,758	3,650	3.0%
Pasivos por impuestos diferidos	1,907	1,674	13.9%
Provisiones y contingencias	4,457	4,357	2.3%
Otros pasivos no corrientes	299	102	193.1%
Total Pasivos No Corrientes	39,658	41,395	(4.2%)
Total Pasivos	52,120	52,106	0.0%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	46,155	45,133	2.3%
Total Patrimonio	46,155	45,133	2.3%
Total Pasivos y Patrimonio	98,275	97,239	1.1%



2. Principales empresas que consolidan en el Grupo Empresarial Ecopetrol

Tabla 16: Essentia (Propilco) - volúmenes de venta

A	B	C	D	E
Ventas (toneladas)	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16
Polipropileno	121,592	122,258	333,202	348,765
Masterbatch	2,290	3,202	7,530	11,103
Polietileno	9,502	8,225	25,360	20,657
Total	133,384	133,685	366,092	380,525

Tabla 17: Refinería de Cartagena - volúmenes de venta

A	B	C	D	E
Ventas (kbped)	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16
Local	90.1	53.9	78.4	49.9
Exportación	56.5	89.9	63.7	80.5
Total	146.6	143.8	142.1	130.4

Tabla 18: Estado de Ganancias o Pérdidas

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
	HOCOL		AMERICA INC		PROPILCO		REFICAR		CENIT											
Miles de millones (COP)	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16	3T 2017	3T 2016	Ene-Sep 17	Ene-Sep 16
Ventas	283	270	912	708	119	30	394	156	521	501	1,445	1,460	2,273	1,829	6,259	4,545	1,014	976	3,019	3,055
Costos variables	110	163	386	413	130	43	497	146	417	371	1,159	1,036	1,976	1,635	5,547	4,334	79	41	194	136
Costos fijos	76	59	227	194	56	35	134	56	31	27	89	77	279	428	851	760	363	554	1,089	1,348
Costo de Ventas	186	222	613	607	186	78	631	202	448	398	1,248	1,113	2,255	2,063	6,398	5,094	442	595	1,283	1,484
Utilidad (Pérdida) Bruta	97	48	299	101	(67)	(48)	(237)	(46)	73	103	197	347	18	(234)	(139)	(549)	572	381	1,736	1,571
Gastos operativos	120	28	171	104	177	26	220	91	45	41	123	122	160	206	584	708	70	63	161	229
Utilidad (Pérdida) Operacional	(23)	20	128	(3)	(244)	(74)	(457)	(137)	28	62	74	225	(142)	(440)	(723)	(1,257)	502	318	1,575	1,342
Ingresos (Gastos) financieros	(2)	8	(4)	24	(5)	(4)	(12)	(6)	2	1	(2)	-	(128)	(148)	(452)	(409)	(16)	(62)	(9)	(60)
Participación en resultados de compañías	15	14	37	45	-	-	-	-	32	35	81	79	-	-	-	-	485	461	1,283	1,402
Utilidad (Pérdida) antes de Impuesto a las Ganancias	(10)	42	161	66	(249)	(78)	(469)	(143)	62	98	153	304	(270)	(588)	(1,175)	(1,666)	971	717	2,849	2,684
Impuesto a las ganancias	(91)	(16)	(170)	(10)	-	-	-	-	(17)	(27)	(41)	(91)	18	7	51	71	(144)	(210)	(609)	(614)
Utilidad (Pérdida) Neta	(101)	26	(9)	56	(249)	(78)	(469)	(143)	45	71	112	213	(252)	(581)	(1,124)	(1,595)	827	507	2,240	2,070
EBITDA	159	105	522	256	(112)	19	44	13	42	75	116	257	60	(169)	(126)	(519)	624	439	1,985	1,776
Margen EBITDA	56.2%	39.0%	57.2%	36.2%	(93.9%)	63.5%	11.2%	8.1%	8.0%	15.0%	8.0%	17.6%	2.6%	(9.2%)	(2.0%)	(11.4%)	61.6%	45.0%	65.8%	58.1%

Tabla 19: Estado de Situación Financiera - Balance General

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
	HOCOL		AMERICA INC		PROPILCO		REFICAR		CENIT	
Miles de millones (COP)	Septiembre 30, 2017	Junio 30, 2017	Septiembre 30, 2017	Junio 30, 2017	Septiembre 30, 2017	Junio 30, 2017	Septiembre 30, 2017	Junio 30, 2017	Septiembre 30, 2017	Junio 30, 2017
Activos Corrientes	719	878	286	435	802	885	2,217	2,157	2,163	1,280
Activos no Corrientes	2,193	2,226	2,216	2,494	944	929	22,505	23,320	12,212	12,512
Total Activos	2,912	3,104	2,502	2,929	1,746	1,814	24,722	25,477	14,375	13,792
Pasivos Corrientes	876	928	193	287	195	268	3,372	3,340	542	793
Pasivos no Corrientes	311	319	188	192	93	98	13,920	14,196	576	835
Total Pasivos	1,187	1,247	381	479	288	366	17,292	17,536	1,118	1,628
Patrimonio	1,725	1,857	2,121	2,450	1,458	1,448	7,430	7,941	13,257	12,164
Total Pasivo y Patrimonio	2,912	3,104	2,502	2,929	1,746	1,814	24,722	25,477	14,375	13,792