

Segmento de Transporte, un salvavidas en caso de tormenta

Midstream, pieza clave en la generación de EBITDA



El segmento de Midstream constituye una pieza clave en la estrategia de Ecopetrol, tanto por su capacidad para generar EBITDA como por el papel que juega para mitigar el impacto de la volatilidad en los precios del petróleo. De esta manera, destacamos la importancia del segmento de Transporte en la cadena de valor de la petrolera, el cual se caracteriza por ser un negocio con ingresos regulados y con un margen EBITDA que se ubica muy por encima de los otros 2 segmentos. Por otro lado, es importante resaltar los beneficios que han generado los principales proyectos del Midstream, como: **1)** Disminución en los costos de dilución para el Upstream gracias al desarrollo del transporte de crudos con mayor viscosidad; **2)** Mitigación del impacto del ataque a la infraestructura petrolera por medio de la reversión al sistema Bicentenario; **3)** La entrada en operación de los proyectos San Fernando-Monterrey, Orensa P135 y Pozos Colorados para ampliar la capacidad de transporte de oleoductos y poliductos; y **4)** La implementación del programa de reducción de costos de mantenimiento y una estructura de costos más eficiente que ha generado una mejora gradual en los márgenes de la compañía.

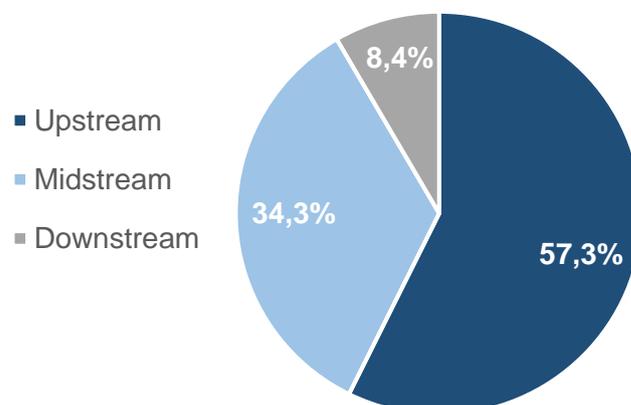
ASPECTOS RELEVANTES

04 de mayo de 2018

• **Midstream, un negocio estratégico para Ecopetrol:** Aunque el Upstream es el segmento que más EBITDA aportó a Ecopetrol en el año 2017 (57,3% del total), el Midstream constituye una línea de negocio vital, generando casi COP 8 billones el año pasado (34,3% del EBITDA consolidado) y el 50% de la utilidad neta del Grupo (COP 3 billones). De esta manera, el segmento de Transporte juega un papel fundamental en la estrategia de la empresa, pues blinda a la compañía frente a la volatilidad en los precios del petróleo al tener unos ingresos regulados que no dependen de la variación del commodity y al ser un negocio que se caracteriza por unos márgenes de rentabilidad muy superiores al de los otros 2 segmentos (Margen EBITDA en 2017 de Midstream=74,6% vs Upstream=37% y Downstream=6,8%). Esto se puede ver reflejado en el papel que desempeñó el segmento de Transporte en el año 2016, dónde a pesar de que el precio del petróleo alcanzó a cotizarse por debajo de USD 30 el barril, el Grupo registró COP 18 billones de EBITDA, con un aporte del 43% por parte del Midstream (COP 7,8 billones), mitigando en gran medida el impacto negativo del desplome en los precios del commodity y mostrando el beneficio de la diversificación al estar en toda la cadena de valor.

• **Proyectos de Transporte empiezan a dar sus frutos:** La implementación de diferentes proyectos en el segmento de Midstream empiezan a mostrar sus beneficios, como es el caso de menores costos de dilución para el Upstream gracias al proyecto de transporte de crudos de mayor viscosidad. De igual manera, la bidireccionalidad del sistema Bicentenario ha mitigado el impacto de los ataques a la infraestructura petrolera, permitiendo la evacuación de crudos del campo Caño Limón. Por otro lado, es importante destacar los proyectos de San Fernando-Monterrey, Orensa P135 y Pozos Colorados-Galán, los cuales buscan aumentar la capacidad de transporte de crudos y refinados. Por último, hay que resaltar el Programa de reducción de Costos de Mantenimiento y la optimización operacional, reflejado en menores gastos operacionales y costos fijos, con un incremento en los márgenes de la compañía.

Participación EBITDA 2017 según segmentos (CdB)

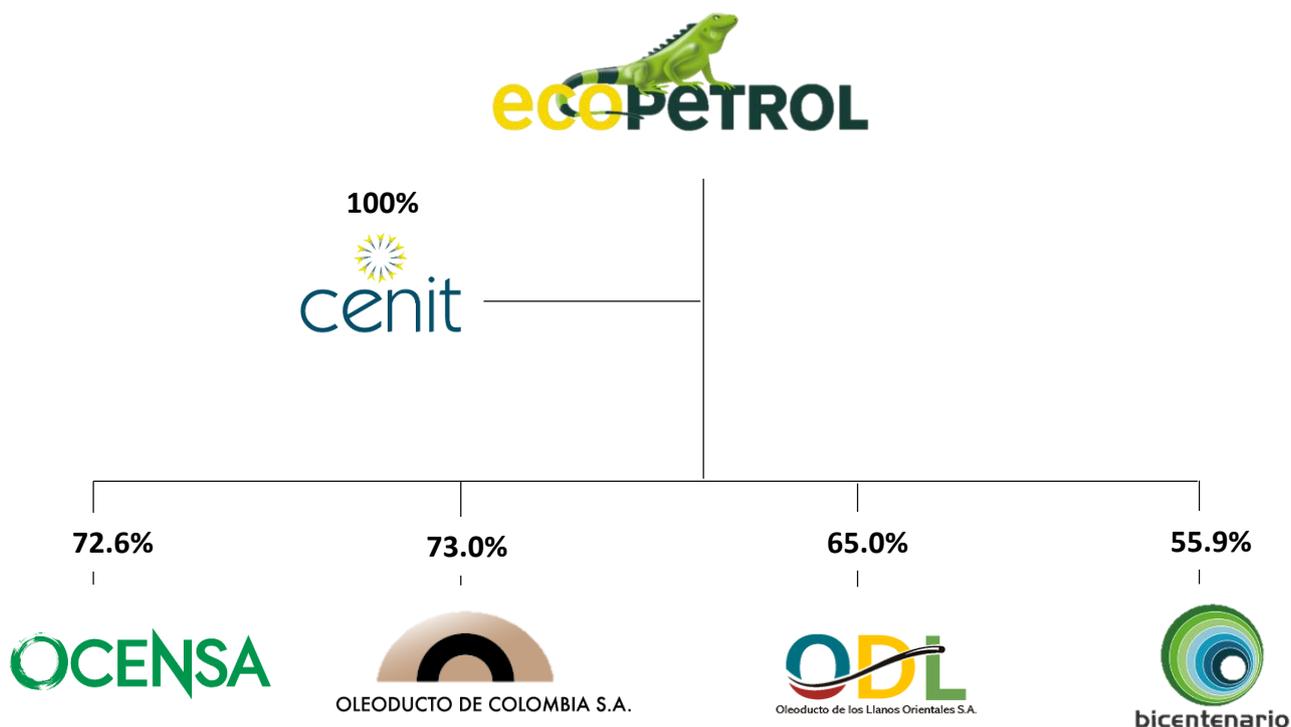


CENIT COMANDA EL NEGOCIO DE TRANSPORTE

• **Negocio de transporte:** Este se realiza a través de un sistema de oleoductos, poliductos y transporte alternativo (flota fluvial y carrotanques) para llevar los crudos desde los campos de producción hasta las refinerías o los puertos de exportación.

• **Cenit comanda el negocio de transporte:** Desde 2013, el negocio de transporte del Grupo Ecopetrol es liderado por Cenit, filial que es 100% de Ecopetrol S.A y que es operada por medio de su Vicepresidencia de Operación y Mantenimiento de Transporte. De esta manera, se puede observar que la petrolera colombiana cuenta con una participación del 72,6% de OcenSA, 73% de ODC (Cenit=51,28% + Hocol=21,72%), 65% de ODL y 55,9% de Bicentenario (Cenit=55% + Hocol=0,96%).

Composición accionaria del negocio del Midstream (CdB)



Segmento de Transporte, un salvavidas en caso de tormenta

Red de oleoductos ponen su mira en puertos y refinerías

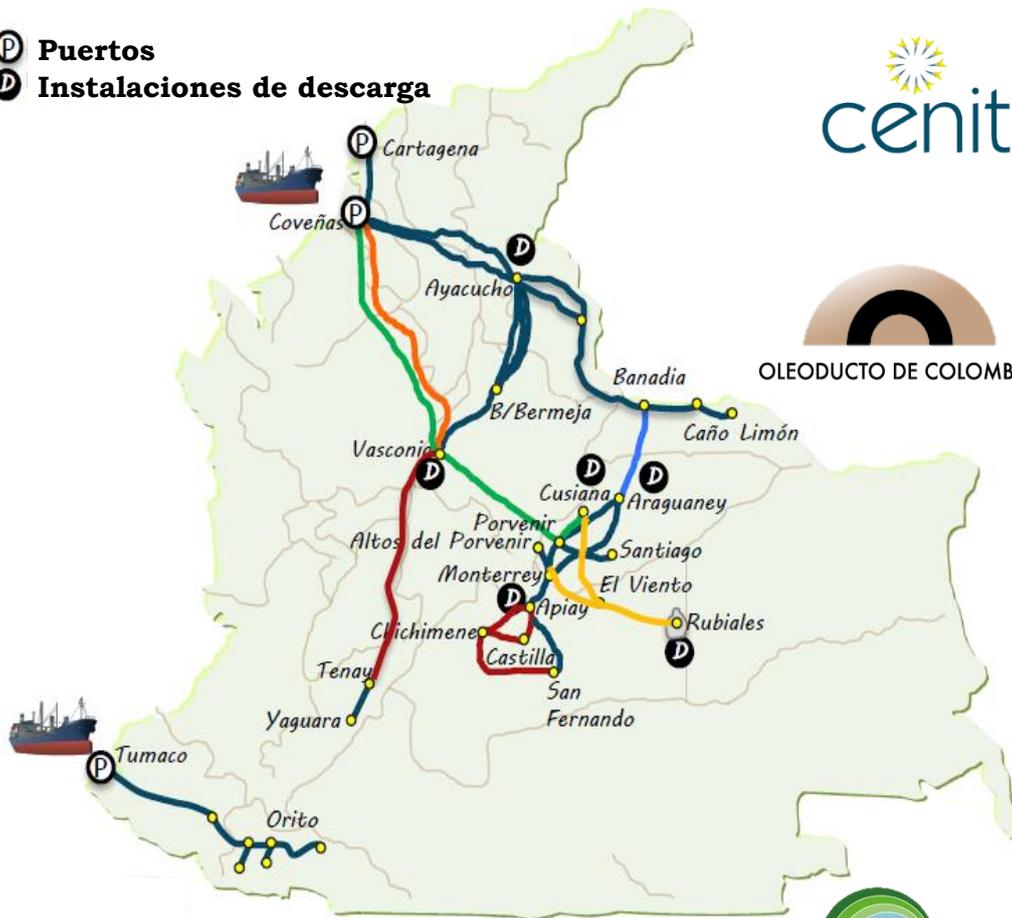


RED DE OLEODUCTOS PONEN SU MIRA EN PUERTOS Y REFINERÍAS

• Ecopetrol cuenta con una amplia red de oleoductos que cubren gran parte del territorio colombiano, los cuales se encuentran conectados con los principales puertos en el Caribe (Cartagena y Coveñas) y el Pacífico (Tumaco), además de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, principales destinos del crudo producido en el país.

Red de Oleoductos en el segmento de Midstream (CdB)

- (P)** Puertos
- (D)** Instalaciones de descarga



Capacidad: 1.081 KBPD
 Red: 3.635 km | 24 estaciones
 Volumen: 819 Kbd



OLEODUCTO DE COLOMBIA S.A.

Capacidad: 236 KBPD
 Red: 483 km | 3 estaciones
 Volumen: 205 Kbd



Oleoducto de los Llanos Orientales S.A.

Capacidad: 340 KBPD
 Red: 235 km | 3 estaciones
 Volumen: 200 Kbd



bicentenario

Capacidad: 110 KBPD
 Red: 230 km | 2 estaciones
 Volumen: 50 Kbd



Capacidad: 1.615 KBPD
 Red: 3.635 km | 24 estaciones
 Volumen: 819 Kbd

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

TRANSPORTE DE CRUDOS DE MAYOR VISCOSIDAD REDUCE COSTOS DE DILUCIÓN

• **Proyecto de transporte de crudos pesados busca reducir costos de dilución:** Ecopetrol ha venido desarrollando un proyecto que pretende optimizar los costos de transporte de crudos pesados provenientes de las cuencas de los Llanos Orientales colombianos, el cual busca la adecuación de la infraestructura de sistemas de transporte de crudos desde Castilla (Meta) hasta Coveñas, para manejo de crudos de mayor viscosidad a 600 cSt (centistokes – medida de viscosidad). Este proyecto pretende disminuir los requerimientos de dilución, beneficiando al segmento de Upstream, quien es el encargado de la compra del diluyente. El desplome en los precios del petróleo desde el año 2014 hizo que los costos de dilución ganaran un mayor protagonismo dentro de la estructura de costos del Grupo, lo que sumado a las necesidades de eficiencia en medio de un entorno retador, le dieron un mayor sentido y urgencia al proyecto de transporte de crudos pesados y extra-pesados en el Midstream.

• **Transporte de crudos de mayor viscosidad es una realidad:** En 2017 se inició el transporte de crudos extra pesados por el sistema de oleoductos desde Apiay hasta Coveñas. De igual manera, se finalizó la instalación de sistemas de dilución de crudos en Coveñas, lo cual permitirá entregar crudos en viscosidades y densidades específicas para los clientes, abriendo la puerta para desarrollar una gran central de mezclas que busquen la generación de valor tanto para los crudos de exportación como para los enviados a la refinería.

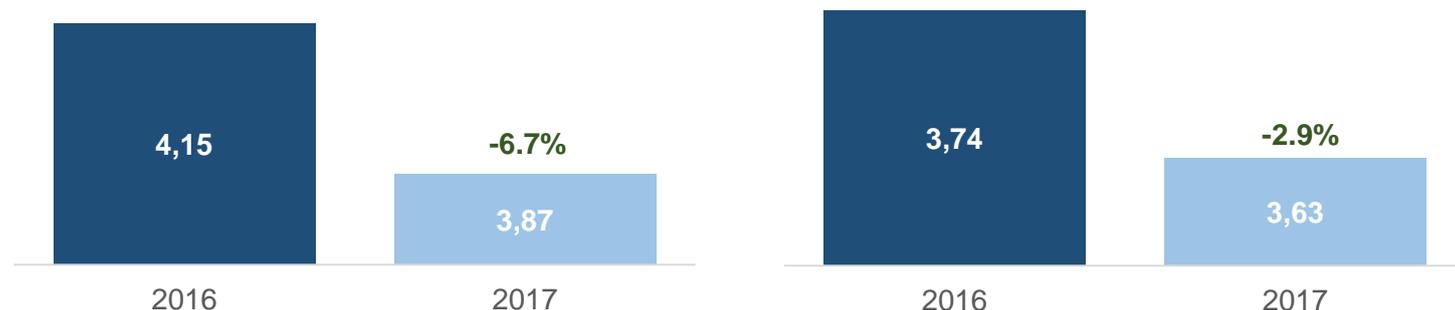
• **Menores costos de dilución benefician al Upstream:** Teniendo en cuenta la importancia de los diluyentes (NAFTA y crudo liviano) en la estructura de costos del Upstream, las mejoras en la infraestructura de Ocesa, Cenit y ODC redujeron los costos de dilución en 6,7% A/A en el año 2017 y de 7,5% A/A en el 4T17. Esperamos que este proyecto siga beneficiando los costos de dilución en el año 2018.

• **Sustitución de NAFTA aporta a reducción de costos de transporte:** La sustitución de NAFTA en el proceso de dilución por mezcla con crudo liviano de campos de producción en el interior del país (Cusiana, Floreña y Ocelote) también busca reducir los costos de transporte, donde indirectamente se disminuirían los costos de transporte de NAFTA importada.

• **Implementación del proyecto requiere mayor demanda de energía:** La adaptación de sistemas de bombeo y la necesidad de una mayor potencia para poder transportar crudos más pesados genera un aumento en la demanda de energía. Sin embargo, consideramos que estos mayores costos de energía son compensados en mayor medida por la positiva reducción en los costos de dilución en el Upstream.

Costos de Dilución. USD/ BL (CdB)

Costos por barril transportado. USD/ BL (CdB)



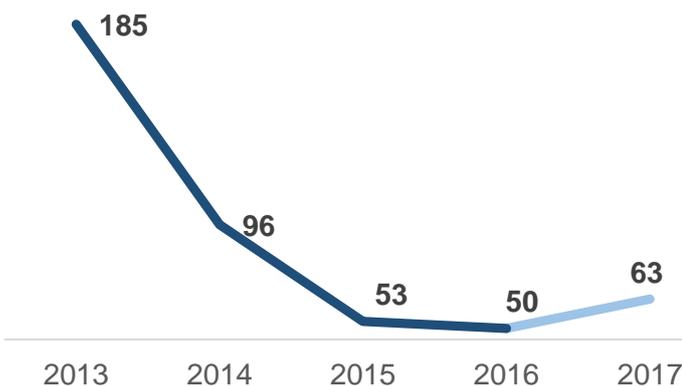
BI-DIRECCIONALIDAD DE SISTEMA BICENTENARIO MITIGA IMPACTO DE ATAQUES A INFRAESTRUCTURA PETROLERA

• **Conexión de válvulas ilícitas, un delito que está de moda:** El apoderamiento de hidrocarburos es un delito que sigue afectando la infraestructura de transporte, donde la modalidad más utilizada es la conexión de válvulas ilícitas. En el año 2017 se detectaron 812 válvulas ilícitas, un crecimiento de 30,7% A/A frente a la registrada en 2016 debido al aumento de afectaciones en el sur del país. Para mitigar el efecto negativo de estas conexiones, Cenit y Ecopetrol han pactado convenios con la Fuerza Pública y con las entidades del Estado que permiten que este delito sea judicializado. Además, se siguen instalando tecnologías que permiten la detección de válvulas ilícitas, buscando una rápida respuesta de la compañía y la Fuerza Pública.

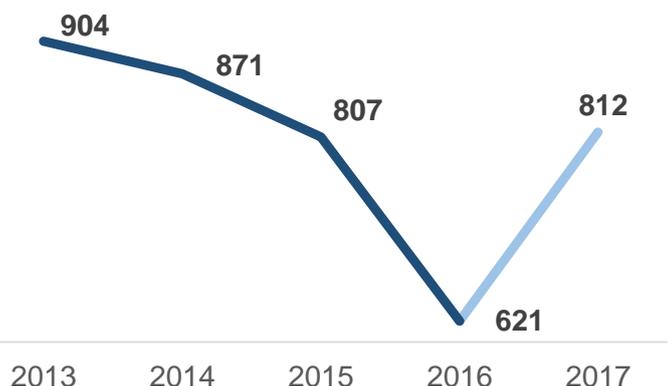
• **Ataques a oleoductos repuntan en 2017:** El ataque a la infraestructura petrolera se ha convertido en uno de los principales objetivos de grupos al margen de la ley. A pesar de que el número de atentados ha mostrado un descenso relevante frente a los registrados en el 2013 y 2014, en el año 2017 se presentó un incremento del 26% A/A frente a la estabilidad observada en el 2015 y 2016. El impacto financiero de estos ataques se ubicó alrededor de COP 73 mil millones en 2017, monto que incluye la reparación de sistemas de transporte, retiro de conexiones ilícitas, reanudación de la operación de los oleoductos y descontaminación de áreas. Es importante monitorear la frecuencia de estos ataques por su posible impacto negativo en la producción y el efecto financiero adverso sobre el segmento de Upstream y Midstream.

• **Reversión de Bicentenario alivia impacto sobre Caño Limón:** Dado que la mayoría de ataques a la infraestructura petrolera se han concentrado en el oleoducto Caño Limón-Coveñas (98% de los atentados del 2017), Ecopetrol decidió implementar un proyecto de bidireccionalidad en el sistema Bicentenario que ha permitido mitigar el impacto negativo de estos atentados, evitando el cierre del Campo Caño Limón desde que la reversión fue implementada. De esta manera, se hicieron adaptaciones en el sistema en el sentido Bandia-Araguaney y de Monterrey-Araguaney hasta Porvenir, aunque después se hizo la conexión de Araguañey-Cusiana para no tener que pasar por Monterrey. De esta manera, se reemplazó el transporte de crudos por el sistema Caño Limón-Coveñas utilizando una ruta alternativa con los oleoductos de Orensa y ODC hasta Coveñas. A pesar de la intensificación de los ataques al oleoducto Trasandino en 2018, este no se beneficiaría de la reversión del sistema Bicentenario, generando un mayor impacto financiero y sobre la producción.

Número de Ataques a Oleoductos (CdB)



Número de Conexiones Ilícitas (CdB)



Segmento de Transporte, un salvavidas en caso de tormenta

Bidireccionalidad de Bicentenario mitiga impacto de ataques

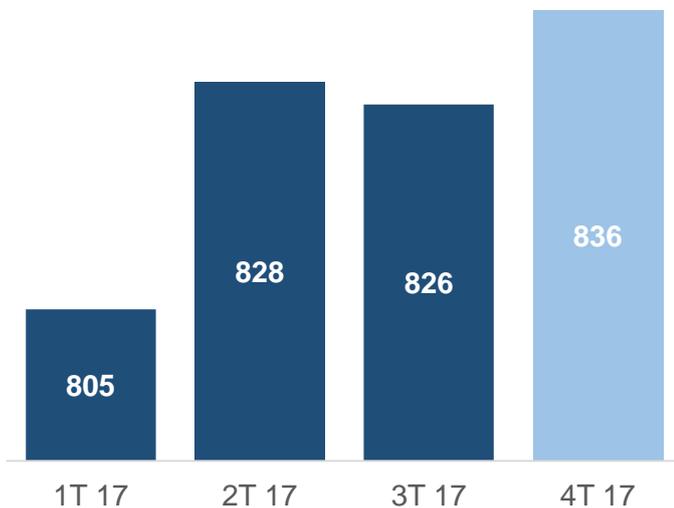


• **Bicentenario mejora volúmenes transportados en 2017:** La bidireccionalidad del sistema Bicentenario ha permitido la evacuación de crudos del Campo Caño Limón, lo que ha generado un impacto positivo sobre los volúmenes transportados, los cuales han presentado un incremento del 3,9% entre el 1T17 y el 4T17, mitigando su efecto negativo sobre los niveles de producción de la compañía en el segmento de Producción & Exploración. Asimismo, a pesar de que Caño Limón cuenta con una capacidad de almacenamiento de inventario de algunos días en caso de ataques a oleoductos u otra eventualidad adversa, una vez se alcanza su capacidad máxima de almacenamiento, se genera una producción diferida donde se cierran algunos pozos o se interrumpe la producción, con su efecto negativo sobre los niveles de producción del Grupo. Esperamos que la reversión del oleoducto Bicentenario siga teniendo un impacto positivo sobre los volúmenes del Midstream.

• **Producción diferida y volúmenes mitigan mayores costos de transporte:** A pesar de que la implementación de esquemas de evacuación alternos como la reversión del sistema Bicentenario generan un incremento en los costos de transporte relacionados con mayores costos operacionales y de energía, consideramos que la mitigación sobre los volúmenes transportados y la inexistencia de producción diferida producen un efecto positivo neto, donde se beneficia tanto el segmento de Midstream (mayores volúmenes transportados) como el de Upstream (mayores niveles de producción e inexistencia de producción diferida). Es importante recordar que en caso de derramamiento de crudo como consecuencia de ataques a los oleoductos, el cliente (Upstream) es quien asume la pérdida del líquido derramado, el cual puede mitigar dicho impacto por medio de seguros u otro tipo de medidas.

• **Proceso de Paz aliviaría ataques a los oleoductos:** Es importante monitorear la evolución y desenlace de las negociaciones de paz entre el gobierno colombiano y el ELN, pues consideramos que en caso de alcanzar un acuerdo se reducirían significativamente los ataques a la infraestructura petrolera del país.

Volumen de Crudo Transportado (CdB)
KBPD



Mapa de Reversión en la Operación (CdB)



MIDSTREAM BUSCA AUMENTAR SU CAPACIDAD DE TRANSPORTE

• **Segmento de Transporte aprovecha menores precios del petróleo para ejecutar proyectos de expansión:** Con el objetivo de fortalecer y expandir su red de oleoductos y poliductos, el segmento de Midstream ha venido desarrollando varios proyectos aprovechando que la fuerte caída en el precio del crudo redujo gran parte de los costos y gastos en la realización de estos proyectos, como es el caso de la mayoría de contratos en el sector petrolero.

• **San Fernando-Monterrey se completó a finales de 2017:** Las actividades de construcción, comisionamiento y pruebas extendidas del sistema San Fernando – Monterrey se completaron a finales de 2017, permitiendo la entrada en operación de la infraestructura más importante en la Orinoquía a partir del 1 de enero de 2018 para crudo y nafta. De esta manera, se presentó una expansión de la infraestructura de transporte de crudos pesados que se producen en los campos de los llanos orientales, donde este proyecto cuenta con una capacidad de 300 kbpd a 600 cSt.

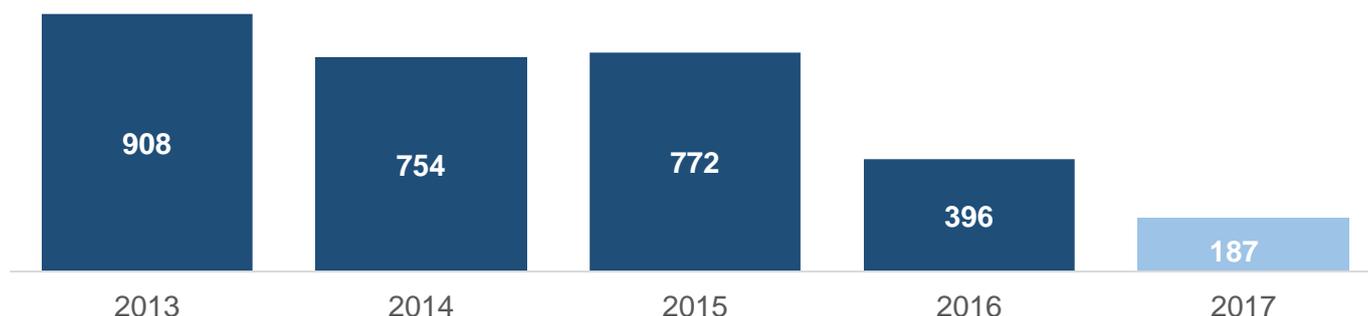
• **P135 amplía su capacidad de transporte:** El principal proyecto de inversión en las filiales del segmento de Midstream es Potencia 135 (P-135), el cual amplió la capacidad de transporte de crudos de OCENSA entre Porvenir y Vasconia (segmento 2) en 135 kbpd, incrementando la capacidad de 610 kbpd a 745 kbpd.

• **Proyecto Pozos Colorados-Galán permite expansión de poliductos:** El proyecto Pozos Colorados-Galán incrementó la capacidad de transporte de refinados a 130 kbpd entre Pozos Colorados y la refinería de Barrancabermeja, permitiéndole al país una mayor importación de refinados (combustibles y nafta) y asegurando el abastecimiento local.

• **Transporte pierde protagonismo en el CAPEX:** Luego de ejecutar altos niveles de CAPEX entre 2013 y 2015 (USD 811 millones en promedio), este ha mostrado un comportamiento bajista en los últimos 2 años, en línea con la estrategia de disciplina de capital del Grupo. Según Ecopetrol, el CAPEX estimado para el segmento de Transporte y Refinación en el 2018 sería equivalente al 14% de la inversión total (USD 490-560 millones), orientado a asegurar la confiabilidad, la integridad, los estándares de desempeño y la eficiencia de la operación de toda la red de oleoductos y poliductos.

Inversión en Segmento de Transporte (Evolución) (CdB)

Millones USD



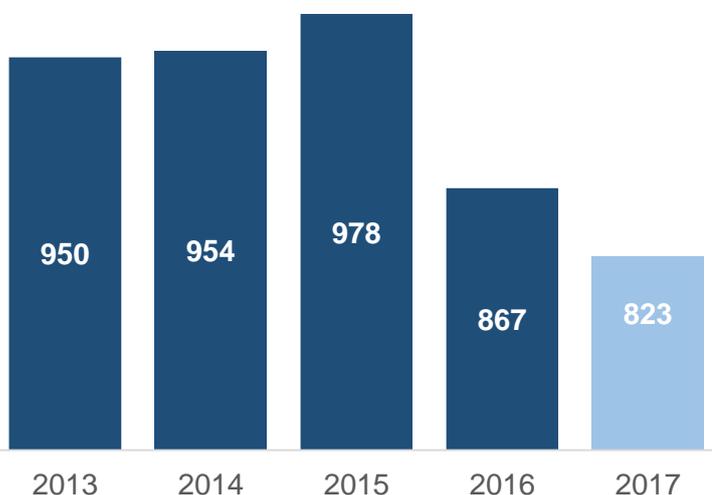
MENOR PRODUCCIÓN AFECTA LOS VOLÚMENES TRANSPORTADOS

• **Reducción en volúmenes de transporte a pesar de buen comportamiento de refinados:** El volumen transportado en el segmento de Midstream ha mostrado un desempeño negativo en los 2 últimos años, con una disminución de 12,3% en este periodo, explicado principalmente por una declinación del volumen transportado por oleoductos en 15,8%. Este comportamiento se dio a pesar de un incremento de 2% A/A en el volumen transportado de productos refinados en 2017, el cual constituye el 25% del volumen total.

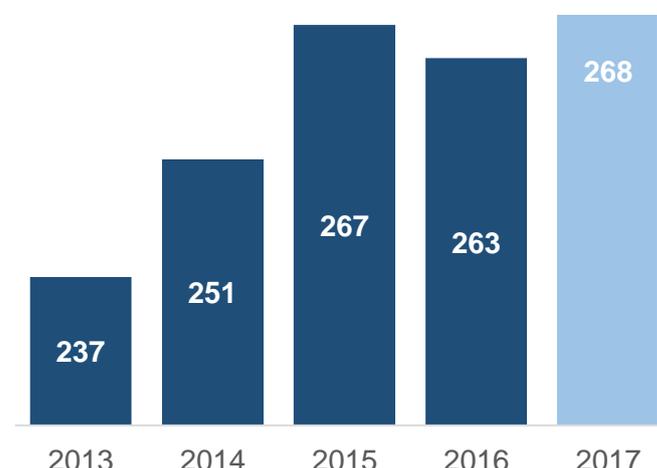
• **Transporte de crudo afectado por menor producción y ataques a oleoductos:** La importante declinación en el volumen transportado de crudo en los 2 últimos años se debe principalmente a la fuerte reducción en la producción del país (-17,3% en este periodo) y a los atentados contra la infraestructura petrolera, especialmente en el oleoducto Caño Limón-Coveñas, el cual estuvo inoperativo el 53% del año 2017. Sin embargo, destacamos que la bidireccionalidad del sistema Bicentenario y otras medidas implementadas por la compañía han generado una recuperación en los volúmenes transportados de crudo en los últimos trimestres (Entre el 1T17 y el 4T17). Esperamos que la estabilidad en la producción de petróleo en Colombia durante el 2018 y las diferentes estrategias adoptadas por Ecopetrol como el transporte de crudos con mayor viscosidad, la reversión del sistema Bicentenario y la ampliación de la capacidad permitan una lenta y gradual recuperación de los volúmenes transportados por oleoductos. Es importante recordar que del total de crudo transportado por el sistema, aproximadamente un 60% es propiedad del Grupo Empresarial Ecopetrol.

• **Volúmenes de poliductos son impulsados por mayor demanda de productos refinados:** A pesar de la relativa estabilidad que caracteriza el volumen transportado por poliductos, esperamos un leve crecimiento en el 2018 (ligeramente mejor a lo observado en el 2017), impulsado por una mayor demanda de productos refinados como la gasolina y el diésel, junto a la eliminación de las restricciones en el sistema Pozos Colorados – Galán. Es importante recordar que aproximadamente el 23% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de propiedad de Ecopetrol.

Volumen Transportado por Oleoductos (CdB)
KBPD



Volumen Transportado por Poliductos (CdB)
KBPD



INGRESOS REGULADOS, BLINDAJE FRENTE A PRECIOS DEL CRUDO

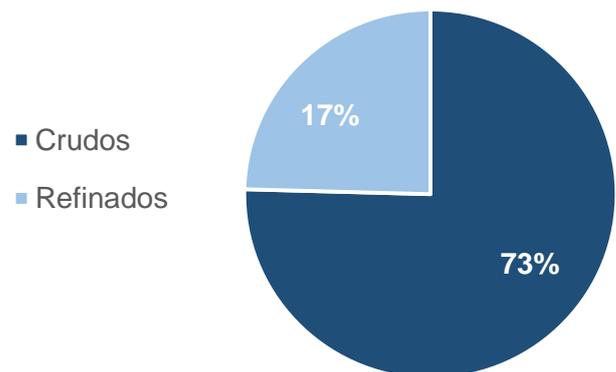
• **Ingresos regulados, un blindaje frente a la volatilidad en el precio del petróleo:** A diferencia del Upstream y del Downstream, la naturaleza regulada de los ingresos del segmento de Transporte protegen a este negocio frente a la alta volatilidad en los precios del petróleo. De esta manera, a pesar de que los ingresos del segmento de Producción & Exploración mostraron una fuerte contracción del 29% A/A en el 2015 y el negocio de Refinación registró una caída del 15% A/A en el mismo año, el Midstream presentó un buen desempeño a pesar del desplome en los precios del commodity, con un aumento en sus ingresos del 30% A/A. Esto refleja el papel fundamental que juega el negocio de Transporte dentro de la cadena de valor de Ecopetrol, cuya naturaleza regulada protege a la compañía frente a coyunturas adversas en el mercado petrolero mundial, brindando a la firma una estabilidad importante en sus ingresos, tal como se puede observar en los últimos 3 años.

• **Transporte de oleoductos, el mayor aporte a los ingresos:** El negocio de transporte de crudo genera el grueso de los ingresos del segmento, con una participación cercana al 72%. Mientras tanto, el transporte de productos refinados aporta en menor proporción, con una participación alrededor del 17%.

• **Tarifas se ponen al servicio de la regulación:** Aunque las tarifas del transporte por oleoductos y poliductos son reguladas, están denominadas en dólares y ambas remuneran tanto la inversión como los costos operacionales descontando a una tasa de descuento determinada, existen algunas diferencias importantes. **1)** En el negocio de oleoductos la entidad regulatoria es el Ministerio de Minas y Energía, donde la tarifa remunera la inversión como costo de reemplazo, el promedio de los costos operacionales y las inversiones futuras, la cual se actualiza el primero de julio de cada año. El periodo de la tarifa es de 4 años y como la última aprobación se realizó a finales de 2016, aún no se divisa un cambio regulatorio en el corto plazo; **2)** En el negocio de poliductos la entidad regulatoria es la CREG (Comisión Regulatoria de Energía y Gas), donde la tarifa remunera la inversión como valor a nuevo y los costos operacionales con un factor de eficiencia, la cual se actualiza el primero de febrero de cada año con el IPC proyectado del Banco de la República, exponiéndolo al riesgo de las sorpresas inflacionarias alcistas o bajistas. El periodo de la tarifa es de 4 años y como la última aprobación se realizó en enero de 2013, es importante monitorear el impacto que pueda tener el próximo cambio regulatorio. Es relevante mencionar que como las tarifas de transporte están denominadas en dólares, el reciente fortalecimiento del peso colombiano tendría un impacto negativo sobre los ingresos del segmento.

• **Modalidades de contrato:** En el negocio de Midstream existen principalmente 3 modalidades de contratos en las ventas de transporte. **1) "Take or Pay":** La empresa transportadora garantiza la disponibilidad o capacidad solicitada por el cliente, y este último paga una tarifa fija independientemente del crudo o producto refinado transportado; **2) "Ship or Pay":** La empresa transportadora garantiza la disponibilidad o capacidad solicitada por el cliente, y este último paga una tarifa variable dependiendo del crudo o producto refinado transportado; y **3) "Spot":** No se garantiza ninguna capacidad, por lo que el cliente busca la disponibilidad en el mercado spot.

Participación según Ingresos (CdB)

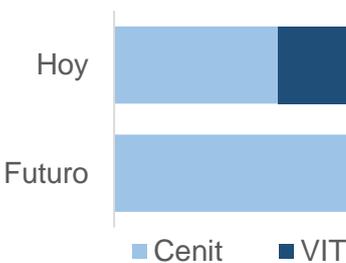


PLAN DE REDUCCIÓN DE COSTOS DE MANTENIMIENTO PONDRÍA EN CINTURA AL MIDSTREAM

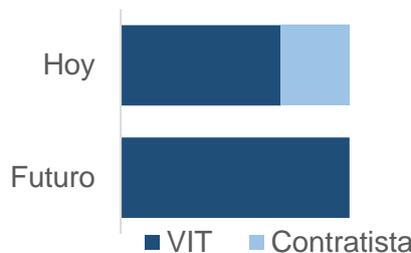
• **Captura de eficiencias, principal objetivo del nuevo modelo de mantenimiento:** Desde el segundo semestre del 2017 el segmento de Midstream ha ido implementando un nuevo programa de reducción de costos de mantenimiento, el cual busca alcanzar mayores eficiencias, generando un impacto positivo sobre los márgenes del negocio. De esta manera, este modelo pretende: **1)** Alcanzar ahorros importantes bajo el nuevo esquema de los contratos de mantenimiento; **2)** Optimizar la utilización de recursos; **3)** Mejorar la actividad de planeación; **4)** Implementar nuevos procesos y responsabilidades para la VIT (Vicepresidencia de Logística y Transporte), Cenit y los proveedores de mantenimiento; **5)** Implementación del nuevo modelo en 52 estaciones; **6)** Cambio en la estructura de los contratos de mantenimiento; **7)** Establecer un proceso de licitación competitivo bajo el nuevo modelo de mantenimiento; **8)** Inversión en tecnología para mejorar el monitoreo del desempeño; y **9)** Aumentar la productividad del mantenimiento. Ecopetrol espera que en la primera fase del proyecto se obtengan ahorros acumulados por COP 50-75 mil millones (Octubre 2017-Marzo 2018), en la segunda fase entre COP 185 y 240 mil millones con la implementación del nuevo modelo de mantenimiento y otras optimizaciones (Marzo 2018-Noviembre 2018) y en la tercera fase unos ahorros acumulados por COP 350-425 mil millones con la renegociación de contratos (2019).

• **Nuevo modelo cambiaría los roles:** Con el objetivo de alcanzar ahorros estructurales con la consolidación operacional del modelo, la renegociación de los contratos de mantenimiento y mayores sinergias por medio de un proceso de integración, el segmento de Transporte **busca especializar a cada uno de los actores que intervienen en las diferentes etapas de este proceso** y enfocar recursos en las áreas estratégicas, en aras de asegurar su consolidación y posicionamiento en el sector. De esta manera, se busca clarificar y estandarizar los roles en las compañías del Midstream, además de pretender una mejora en la productividad con la especialización del personal. Dado lo anterior, **1)** La definición de la “Estrategia de Mantenimiento” de los activos y de bombeo quedaría exclusivamente en manos de Cenit, mientras que anteriormente se coordinaba en conjunto con la VIT; **2)** Por otro lado, la “Supervisión” quedaría a cargo de la Vicepresidencia de Transporte y Logística (VIT), anteriormente compartida con los contratistas; **3)** Mientras tanto, la “Ejecución” sería centralizada únicamente en los contratistas, previamente apoyados por la VIT. Es importante resaltar que con esta medida Ecopetrol busca alcanzar mayores sinergias e integración entre las compañías del Midstream.

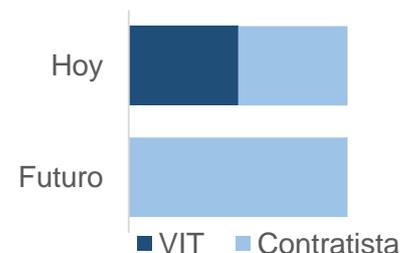
Estrategia (CdB)



Supervisión (CdB)



Ejecución (CdB)



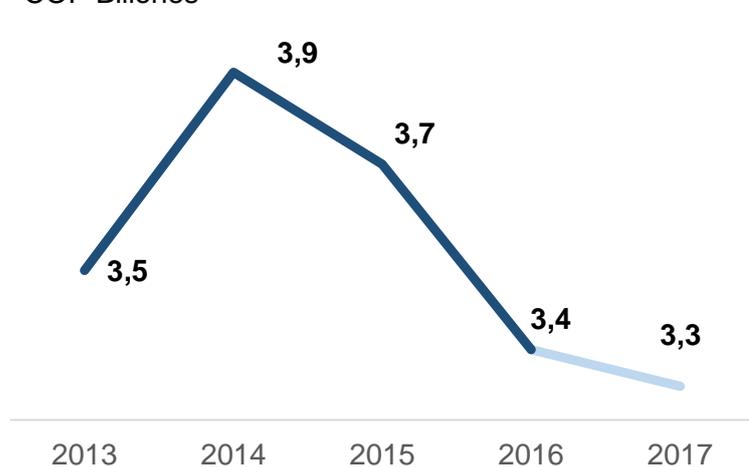
MEJORA GRADUAL DE MÁRGENES POR MAYORES EFICIENCIAS

• **Programa de mantenimiento y optimización operacional genera estructura de costos más eficiente:** Los esfuerzos realizados por el segmento de Transporte para mejorar su estructura de costos se han visto reflejados en una reducción de 17% de los costos de ventas en los últimos 4 años, explicado principalmente por un fuerte retroceso en los costos fijos (-46%) en el mismo periodo. A pesar de que los costos variables presentaron un incremento de 58% en este lapso, hay que destacar que estos tienen un peso de tan solo 19% en los costos totales debido a la naturaleza del negocio de Midstream enfocada en altos costos fijos y elevados niveles de CAPEX. De esta manera, a pesar de mayores costos energéticos relacionados con el proyecto del transporte de crudos de mayor viscosidad y de la entrada en operación del proyecto P135 de Ocesa, destacamos que la optimización operacional y de mantenimiento han permitido alcanzar una estructura de costos y gastos más eficiente, lo cual se ha visto reflejado en una mejora gradual del margen EBITDA en los últimos años.

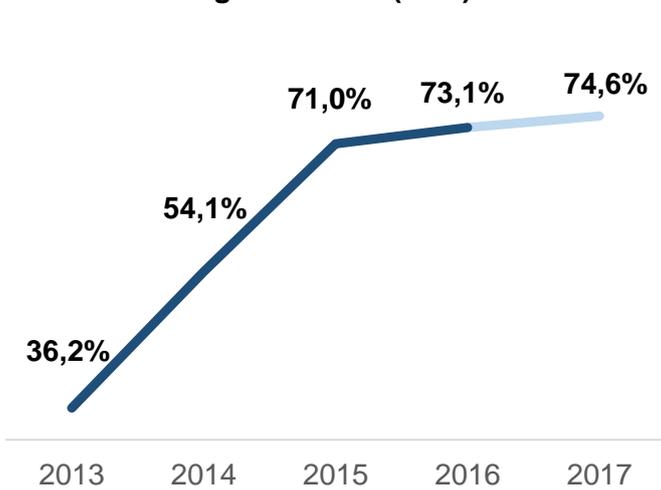
Teniendo en cuenta lo anterior, el costo por barril transportado también se ha visto beneficiado con una reducción de 3% A/A en el 2017. Por otro lado, es importante resaltar que **la volatilidad de la tasa de cambio juega un papel fundamental en el comportamiento de los costos**, ya que los ingresos están indexados al dólar, mientras que los costos están denominados principalmente en pesos, por lo que este sector se ha visto beneficiado por la fortaleza de la moneda norteamericana observada desde el año 2015, lo que mitigó el impacto negativo del desplome en los precios del crudo sobre el segmento de Upstream.

• **Un EBITDA de bajo riesgo:** El segmento del Midstream juega un papel fundamental en la cadena de valor de Ecopetrol debido a su alta y estable capacidad de generación de EBITDA, además de su importancia para mitigar el impacto en el desplome del precio del petróleo, tal como se pudo observar en el año 2015. En este año, los ingresos del Upstream presentaron una contracción del 29% A/A, mientras que los ingresos del Downstream lo hicieron en 14,5% A/A. Sin embargo, el segmento de Transporte registró un incremento de 30% A/A en sus ingresos, lo cual mitigó el impacto negativo de los menores precios del commodity sobre los estados financieros consolidados de Ecopetrol.

Evolución Costo de Ventas (CdB)
COP Billones



Evolución Margen EBITDA (CdB)



Contactos

Casa de Bolsa SCB, la comisionista de bolsa de Grupo Aval

Gerencia de Inversiones

Alejandro Pieschacon

Director de Inversiones

alejandro.pieschacon@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22724

Análisis y Estrategia

Juan David Ballén

Director de Investigaciones

juan.ballen@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22622

Angela Pinzón

Analista de Renta Fija

Angela.pinzon@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22814

Omar Suarez

Gerente de Renta Variable

omar.suarez@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22619

Lina Cuéllar

Analista de Renta Fija

lina.cuellar@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22710

Roberto Carlos Paniagua

Analista de Renta Variable

roberto.paniagua@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22703

Raúl Moreno

Practicante

Raul.moreno@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22602

Mesa Institucional

Alejandro Forero

Head de acciones Institucional

alejandro.forero@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22843

Juan Pablo Serrano

Trader de acciones Institucional

juan.serrano@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22630

Enrique Fernando Cobos

Gerente Mesa Institucional

enrique.cobos@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22717

Ivette Cepeda

Gerente Comercial

i.cepeda@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 23624

Distribución

Ricardo Herrera

Vicepresidente Comercial

ricardo.herrera@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 2226

Guillermo A. Magdalena Buitrago

Gerente Comercial Cali

gmagdalena@casadebolsa.com.co

Tel: (572) 898 06 00 Ext. 3881

Juan Pablo Vélez

Gerente Comercial Medellín

jvelez@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22861

Adda Padilla

Gerente Comercial

adda.padilla@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22607

Inversiones

Carlos E. Castro Leal

Gerente Fondos de Inversión Colectiva

ccastro@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22641

Diana Serna

Gerente APTs

diana.serna@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22772

Oscar Mauricio López

Gerente Mercados Globales

oscar.lopez@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22972

Andrés Angarita

Gerente Divisas y Derivados

andres.angarita@casadebolsa.com.co

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22726

ADVERTENCIA

El contenido de la presente comunicación o mensaje no constituye una recomendación profesional para realizar inversiones en los términos del artículo 2.40.1.1.2 del Decreto 2555 de 2010 o las normas que lo modifiquen, sustituyan o complementen. Tampoco representa una oferta ni solicitud de compra o venta de ningún instrumento financiero y tampoco es un compromiso de Casa de Bolsa S.A. para entrar en cualquier tipo de transacción. La información contenida en este documento se presume confiable, pero Casa de Bolsa S.A. no garantiza su total precisión, los datos utilizados son de conocimiento público. En ningún momento se garantizan las rentabilidades estimadas asociadas a los diferentes perfiles de riesgo. Variables asociadas al manejo de las posiciones, los gastos y las comisiones asociadas a su gestión pueden alterar el comportamiento de la rentabilidad. Es posible que esta estrategia de inversión no alcance su objetivo y/o que usted pierda dinero al invertir en ella. La rentabilidad pasada no es garantía de rentabilidad futura.

Ninguna parte de la información contenida en el presente documento puede ser considerada como una asesoría legal, tributaria, fiscal, contable, financiera, técnica o de otra naturaleza, o recomendación u opinión acerca de inversiones, la compra o venta de instrumentos financieros o la confirmación para cualquier transacción, de modo que, este documento se distribuye únicamente con propósitos informativos, y las interpretaciones y/o decisiones que se tomen con base en este documento no son responsabilidad de Casa de Bolsa S.A. Por lo anterior, la decisión de invertir en los activos o estrategias aquí señalados constituirá una decisión independiente de los potenciales inversionistas, basada en sus propios análisis, investigaciones, exámenes, inspecciones, estudios y evaluaciones. En ese sentido la certeza o el alcance de la información pueden cambiar sin previo aviso y se distribuye únicamente con propósitos informativos.

Certificación del analista: El (los) analista(s) que participó (arón) en la elaboración de este informe certifica(n) respecto a cada título o emisor a los que se haga referencia en este informe, que las opiniones expresadas se hacen con base en un análisis técnico y fundamental de la información recopilada, que se encuentra(n) libre de influencias externas. El (los) analista (s) también certifica(n) que ninguna parte de su compensación es, ha sido o será directa o indirectamente relacionada con una recomendación u opinión específica presentada en este informe.