

# Ecopetrol focaliza sus energías en el Upstream

## Producción y Reservas se convierten en prioridad



Luego de realizar informes individuales sobre el segmento de Downstream ([Downstream pondría su granito de arena en 2018](#)) y Midstream ([Midstream un salvavidas en caso de tormenta](#)), los cuales han jugado un papel clave para mitigar la volatilidad en el precio del petróleo (principalmente el segmento de Transporte), ahora el turno es para el Upstream. De esta manera, consideramos importante monitorear el desempeño y las expectativas del segmento de Producción & Exploración dada su relevancia en términos financieros (representa el 65% del EBITDA en 9M18) y estratégicos, pues este constituye una pieza clave en la integración vertical del Grupo, cuyo crudo y gas es transportado por el Midstream por medio de oleoductos y gasoductos, mientras que su producción sirve de insumo para la Refinería de Cartagena y de Barrancabermeja, generando ahorros en el transporte de crudos importados. Este informe busca analizar las medidas que ha venido implementando Ecopetrol para impulsar la producción en medio de una declinación natural de algunos de sus campos y su estrategia para impulsar el bajo nivel de reservas, además de las expectativas en este segmento.

**Esfuerzos enfocados en la producción:** Luego de un fuerte y rápido desplome en los precios del crudo a partir del segundo semestre del 2014, que sumado a una declinación natural de algunos de sus principales campos, representaron un desafío histórico para la producción de Ecopetrol, la cual registró un retroceso cercano a 7% desde el 2015. Con el objetivo de mitigar una reducción adicional e incluso recuperar parte del terreno perdido, Ecopetrol ha venido implementando diferentes estrategias para impulsar la producción y mejorar los resultados del Upstream como una intensificación en la perforación infill, reducción en los costos de perforación, mejora en el diferencial de la canasta por medio de una estrategia comercial más activa, disminución en los costos de dilución, fortalecimiento de las técnicas de recobro mejorado, un mayor enfoque del CAPEX en este segmento, entre otros.

**Sumar barriles de reservas, el objetivo de Exploración:** Dado un nivel relativamente bajo de reservas respecto a los comparables, estas se han convertido en una de las principales prioridades de Ecopetrol. De esta manera, la compañía ha buscado sumar reservas por medio de una intensificación de la campaña exploratoria y de las técnicas de recobro mejorado. Sin embargo, la falta de hallazgos importantes hacen del crecimiento inorgánico una opción con gran atractivo.

27 de noviembre de 2018

Contenido	Pg
<a href="#">Análisis de Producción</a>	2
<a href="#">Producción de Campos</a>	6
<a href="#">Técnicas de Recobro Mejorado</a>	8
<a href="#">Diferencial de canasta de crudos</a>	13
<a href="#">Exploración</a>	14
<a href="#">Actividad Exploratoria</a>	16
<a href="#">Crecimiento Inorgánico</a>	19
<a href="#">Análisis financiero Upstream</a>	20
<a href="#">CAPEX</a>	25
<a href="#">Estrategia 2020</a>	27

**Omar Suarez**

Gerente Estrategia Renta Variable

**Roberto Paniagua**

Analista Renta Variable

**Otros informes**

[Expectativas Resultados Financieros 3T2018 | Un trimestre a media marcha](#)

Octubre 2018

[PEI | Una opción de inversión alternativa](#)

Julio 2018

[Reinicio de cobertura Grupo Energía Bogotá: El límite no es Colombia](#)

Julio 2018

[Inicio de cobertura Canacol Energy: Todo depende](#)

Julio 2018

### Marea negra golpea producción de Ecopetrol

#### **A pesar del fuerte desplome en el precio del crudo, la reducción en la producción fue relativamente moderada:**

Dado que el precio del petróleo juega un papel fundamental para la evaluación de la viabilidad económica de los pozos petroleros, es importante resaltar que aunque el Brent registró un desplome de 75% entre junio de 2014 y enero de 2016 (pasando de USD 115 a USD 28), el descenso en la producción fue relativamente moderado, mostrando una caída del 5,6% A/A en el 2016, para luego permanecer estable en 2017 y 2018. De esta manera, menores precios del commodity forzaron a la compañía a reducir significativamente el CAPEX de Producción en 26% A/A en el 2015 y un 72% A/A adicional en el año 2016, lo cual se vio reflejado en menores niveles de producción. De igual manera, la menor inversión en los campos generó un descenso de 9,6% en la producción de gas entre 2014 y 2017.

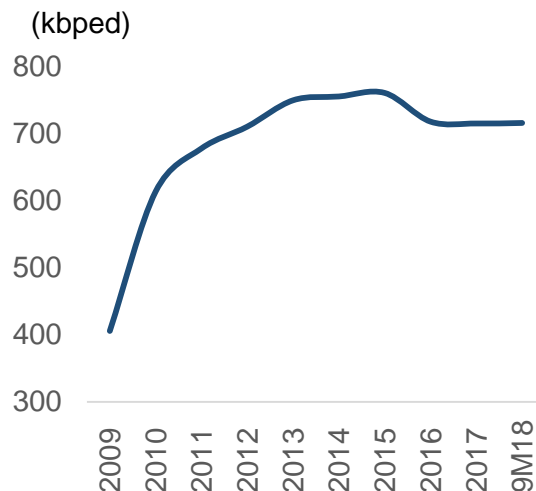
#### **Crudo Mediano, el responsable de la menor producción:**

Al analizar el origen de la reducción en la producción de crudo de Ecopetrol con el desplome en el precio del petróleo, se puede observar que la principal fuente del descenso está relacionada con la importante caída en la producción de crudo mediano en 2016 (-13,9% A/A) comportamiento que continuó en 2017 (-3,5% A/A), aunque en 2018 se ha estabilizado. Por otro lado, la producción de crudo pesado registró una disminución más moderada (-2,4% A/A) en 2016 y una leve recuperación en 2017 (1,4% A/A). Mientras tanto, destacamos el buen desempeño de la producción de crudo liviano en medio de un entorno retador, presentando una expansión en 2016 (4,9% A/A) y estabilidad en 2017, aunque un debilitamiento en 9M18.

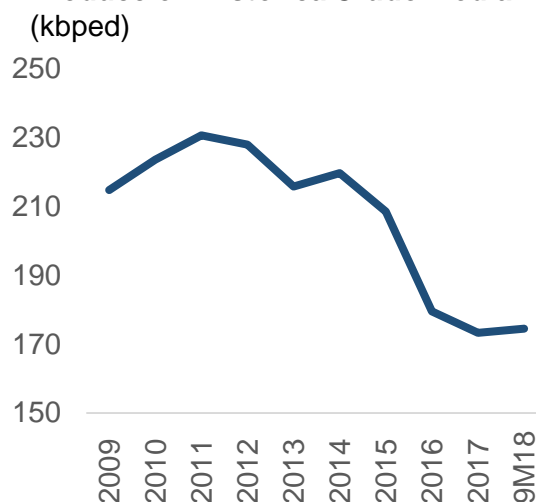
#### **Declinación natural y ataques a infraestructura no ayudan:**

Ecopetrol ha tenido que enfrentar una diversidad de obstáculos que se suman al fuerte desplome del precio del petróleo y que no le han dejado la tarea fácil como: **1)** Los frecuentes ataques a la infraestructura petrolera (principalmente en el oleoducto Caño Limón-Coveñas); **2)** La declinación natural de algunos de sus principales campos, los cuales ya acumulan varias décadas en producción; **3)** Los problemas de orden público como los presentados en el 1T18, los cuales obligaron un cierre temporal de los Campos Castilla, Chichimene y CPO 9; **4)** Rechazo y demoras a la aprobación de Licencias Ambientales; **5)** Problemas con comunidades; y **6)** Consultas Populares.

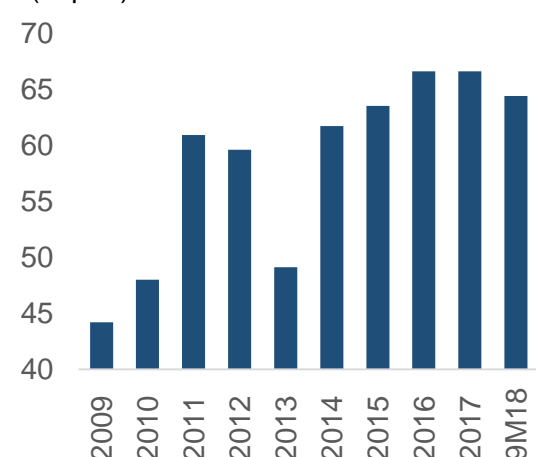
#### Producción Histórica Total (kbped)



#### Producción Histórica Crudo Mediano (kbped)



#### Producción Histórica Crudo Liviano (kbped)



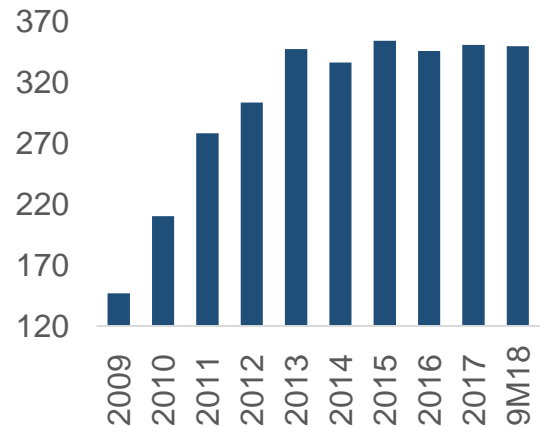
### Se alistan tropas para defender producción

**Declinación natural no logra opacar la producción:** Algunos de los principales campos de Ecopetrol ya cuentan con varias décadas en producción, por lo que su estado actual de declinación natural (que hace parte del ciclo normal del proceso de producción), la falta de nuevos hallazgos significativos y diferentes obstáculos señalarían un comportamiento bajista en los barriles producidos. Sin embargo, gracias a las estrategias implementadas por la petrolera se ha observado una estabilidad de la producción en los últimos 3 años.

**Perforación Infill permite producir sobre Curva Básica:** Como consecuencia de una exitosa campaña de perforación infill (técnica de perforación de nuevos pozos que busca aumentar la eficiencia de recuperación y acelerar la producción reduciendo el esparcimiento entre pozos para tener acceso a las partes sin barrer de un campo), la producción de Ecopetrol ha presentado un comportamiento sobre la Curva Básica, permitiendo la estabilización e incluso un moderado incremento en la producción, mitigando el impacto de la declinación natural de los campos en medio de la ausencia de un hallazgo importante de reservas. Adicionalmente, es importante destacar que la perforación infill es de bajo riesgo y cuenta con una inversión y costos relativamente moderados, adecuada para impulsar la producción en el corto y mediano plazo a la espera de un mayor crecimiento orgánico o inorgánico.

**Producción rezagada frente a rebote en el petróleo:** Destacamos que a pesar de que la compañía ha impedido una mayor declinación de la producción luego del fuerte desplome en el precio del crudo entre 2014 y 2016, esta ha permanecido relativamente estable, es decir, el importante rebote en el precio del commodity (pasó de USD 28 en enero de 2016 a un promedio alrededor de USD 70 en 2018) no ha venido acompañado por una recuperación relevante en la producción. De esta manera, los barriles producidos siguen ubicándose muy por debajo del periodo previo a la crisis petrolera (2014). Sin embargo, hay que mencionar que reactivar la producción de un pozo que vuelve a ser económicamente viable toma tiempo (18-36 meses), por lo que existe un rezago normal entre el mayor precio del crudo y la producción. Adicionalmente, dada la declinación natural de los campos, cada vez se requiere mayores esfuerzos en CAPEX y OPEX.

**Producción Histórica Crudo Pesado (kbped)**



**Precio del petróleo USD**



### Menores costos de perforación y mayores actividades de desarrollo favorecen la producción:

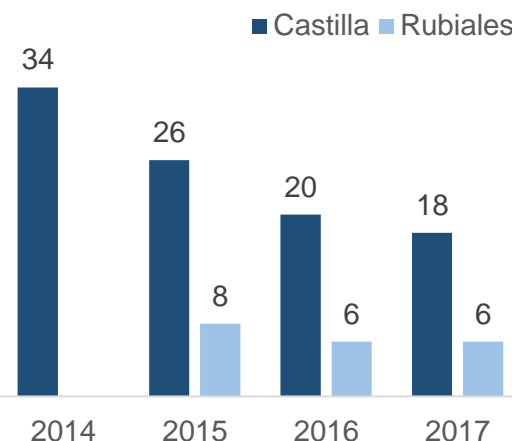
Otro de los frentes en los cuales ha venido trabajando Ecopetrol para lograr estabilizar la producción es su estrategia operativa de reducción sostenida de costos de perforación, los cuales se han reducido en aproximadamente 50% desde el 2014. Esto se ha podido lograr gracias a menores días de perforación, donde según la petrolera aún habría más espacio de mejora.

Por otro lado, Ecopetrol ha venido intensificando su campaña de perforación de pozos, la cual se ha visto reflejada en un incremento de los taladros utilizados (41 en Sept18 vs 25 en 2017), permitiendo que en el 3T18 se alcanzara una producción promedio de 724 kbepd, ubicándose en el rango alto de la meta para 2018 (715-725 kbepd). Para el cierre del año se buscar seguir intensificando esta estrategia, donde se tiene planeada la operación de 43 taladros simultáneamente.

**Proyecto 30k empieza a dar sus frutos:** Ecopetrol inició la implementación del proyecto 30k, con el objetivo de aumentar la producción rentable de Ecopetrol mediante inversiones de rápida ejecución y alto impacto en sus principales campos. De esta manera, para la primera fase se destinaron más de USD 20 millones y se logró ejecutar 7 pozos y 37 workovers en el año 2017 con una producción de 10 kbpd.

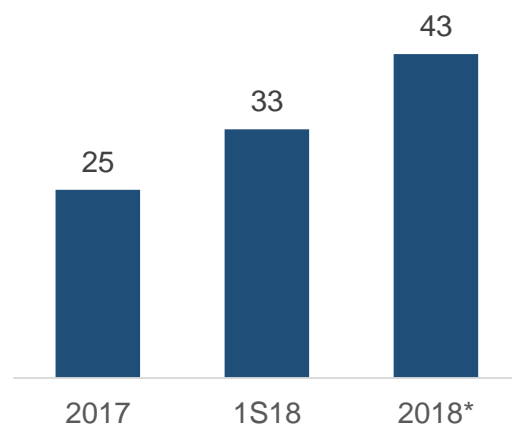
**Estrategia de Well Services y Workovers:** Otra estrategia para mitigar la declinación en algunos campos y así cumplir la meta de producción ha sido a través de la mayor ejecución de trabajos a pozos por medio de actividades de well services y workover (servicio y trabajos de reacondicionamiento de pozos). Esta mayor ejecución ha sido posible en parte por las eficiencias estructurales obtenidas en los gastos de la 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 se realiza el reemplazo del sistema de levantamiento de un pozo, ha presentado reducciones entre el 9% y 22% en los últimos 2 años.

Número de días de perforación



Número de taladros utilizados

\* Esperado



# Producción lucha contra la corriente

## Ecopetrol – Upstream (Producción)



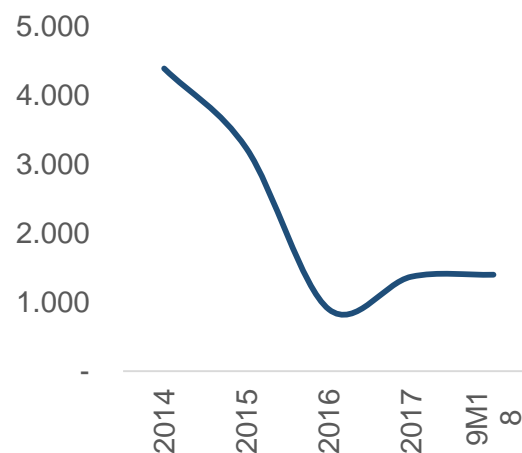
**Mayor precio del crudo impulsa nuevos proyectos y reactiva viejos apagados:** El aporte de nuevos proyectos de desarrollo en algunos de los principales campos, como el ingreso de más de 40 pozos en Castilla durante 2017 y la reactivación de la actividad de pozos nuevos y workovers que habían dejado de producir por la fuerte caída en el precio del petróleo, han jugado un papel fundamental en la estabilización de la producción.

**Mayor CAPEX de producción, reflejo de mayores precios del petróleo:** Luego del fuerte desplome en el CAPEX destinado para la Producción en 2015 (-26% A/A) y 2016 (-72% A/A), este ha venido mostrando una recuperación importante en 2017 (53% A/A) y en los primeros 9 meses de 2018 (58% A/A), donde los mayores precios del crudo mejoraron la rentabilidad de varios activos del Upstream, lo cual se vio reflejado en un aumento moderado en la producción durante el 3T18. Así, en el plan de inversión del 2018, la compañía prevé que el 80% del CAPEX tendría como objetivo seguir impulsando la producción, como se ha observado hasta el tercer trimestre (3T18).

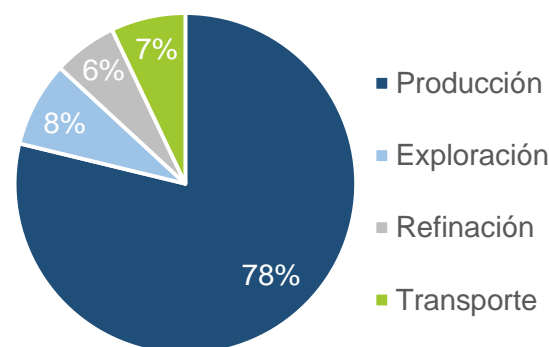
Sin embargo, cabe mencionar que la inversión destinada a este segmento aún se encuentra muy por debajo de la observada en 2014, lo que sumado a la declinación natural de algunos campos y la falta de nuevos hallazgos importantes ha impedido que la producción presente una recuperación relevante respecto a estos niveles. Vale la pena mencionar que el precio del petróleo medido en pesos colombianos alcanzó a superar en 2018 lo observado en 2014, ubicándose en máximos desde el 2008, donde la valorización del crudo ha venido acompañada de un repunte en la tasa de cambio. Esto debería verse reflejado en el monto de la inversión, y por ende, en mayores niveles de producción, sin embargo, esto ha sido poco visible hasta ahora y continuamos mostrando cierto escepticismo con respecto a un repunte significativo en el número de barriles producidos derivado del crecimiento orgánico de la petrolera, más aún con el reciente retroceso en el precio del commodity.

**Mitigación de ataques a oleoductos:** A pesar de los frecuentes ataques al oleoducto Caño Limón-Coveñas, Ecopetrol ha mitigado su impacto sobre la producción con la bidireccionalidad del Oleoducto Bicentenario para evacuar el crudo, y así, evitar el cierre del Campo Caño Limón.

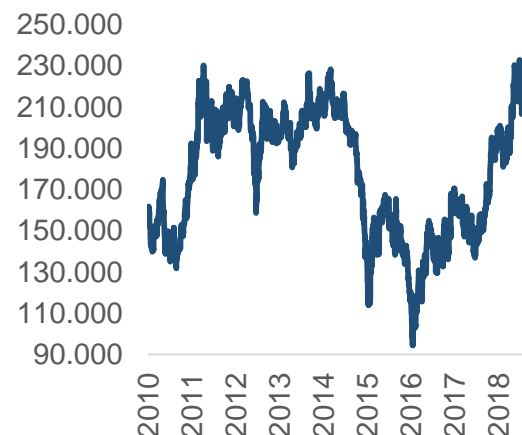
**CAPEX histórico de Producción**  
USD millones



**Composición del CAPEX por segmento en 9M18**



**Precio del crudo en COP**



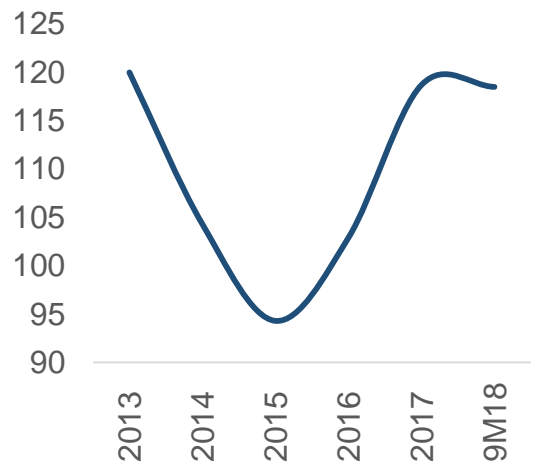
### ¿Cómo ha sido la evolución de la producción en los principales Campos?

**Campo Rubiales, el número uno en producción:** Rubiales constituye el principal campo de Ecopetrol, con una producción promedio de 118,5 kbepd en los primeros 9 meses del 2018, representando el 16,6% de la producción total del Grupo. Hay que recordar que a partir del 1 de julio de 2016 Ecopetrol asumió la operación directa de Campo Rubiales tras la terminación de los contratos de participación con Pacific Rubiales. Es interesante observar que a pesar de la declinación natural del campo de crudo pesado luego de décadas en funcionamiento, la producción ha mostrado una recuperación desde que Ecopetrol asumió completamente su operación, registrando un aumento del 26% entre 2015 y 2017. Esto ha sido posible gracias a un incremento importante en la inversión, que ha permitido una mayor intensidad en la campaña de perforación, avance en trabajos de servicio a pozos y de inyección de agua.

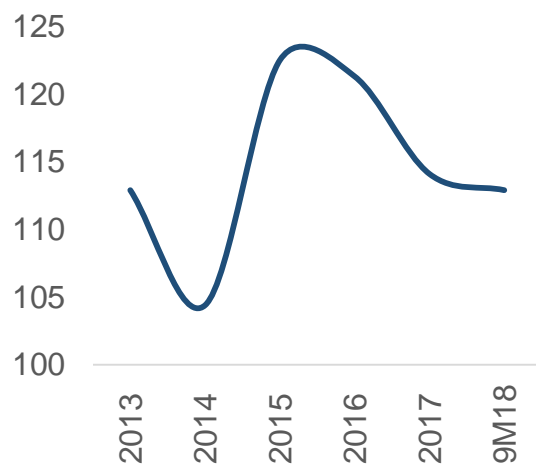
**Castilla:** Castilla constituye el segundo campo más importante de Ecopetrol, con una producción promedio de 113 kbepd en los primeros 9 meses del 2018 (15,8% de la producción total del Grupo). Destacamos que aunque la producción ha venido mostrando un descenso desde el 2015, pasando de 122,5 kbepd en ese año a 114,1 kbepd en 2017 (-6,9%), esta ha registrado una reciente estabilización gracias a la campaña exploratoria implementada. De esta manera, durante 2017 ingresaron más de 40 pozos nuevos en Castilla, que sumado a un mayor trabajo en pozos y una mayor actividad de workovers mitigaron la declinación. Adicionalmente, Ecopetrol trazó una estrategia a partir del incremento del factor de recobro del crudo pesado, mediante un esquema incremental diversificado con pilotos de inyección de agua, inyección de aire y recobro químico.

**Chichimene:** Chichimene representa el tercer campo más importante para Ecopetrol (9,4% de la producción total del Grupo). Este ha venido registrando una declinación en la producción del 9,6% entre el 2015 y 2017. Sin embargo, en 2018 se ha observado estabilidad en la producción, favorecida por la continuidad con el piloto de inyección de agua que ha aportado buenos resultados y un incremento en la actividad y perforación de pozos.

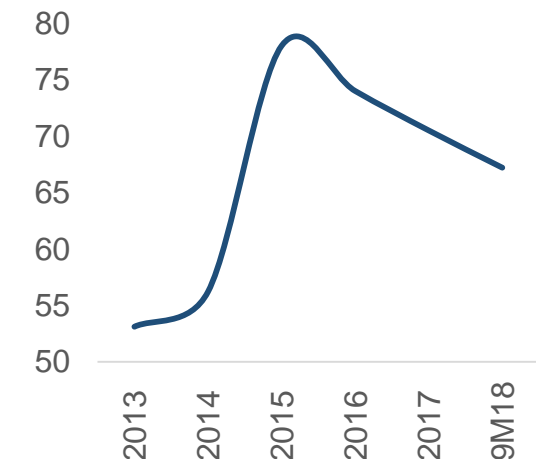
**Producción Campo Rubiales**  
(kbepd)



**Producción Castilla**  
(kbepd)



**Producción Chichimene**  
(kbepd)



**La Cira Infantas muestra repunte en producción:** Este campo presentó una producción promedio de 28,2 bepd (3,9% de la producción total del Grupo) en 9M18. Resaltamos que aunque se observó una declinación relevante entre 2014 y 2016 (-22,2%), este ha presentado un importante repunte en los últimos 2 años (44%), pasando de una producción promedio de 19,3 bepd en 2016 a 28,2 bepd en los 9M18. Esto fue posible gracias a la reactivación de actividad de pozos nuevos y workovers, buenos resultados en la campaña de perforación, adicional a una serie de acciones entre Ecopetrol y su socio Oxy encaminadas a recuperar más petróleo original y contener la declinación natural del campo.

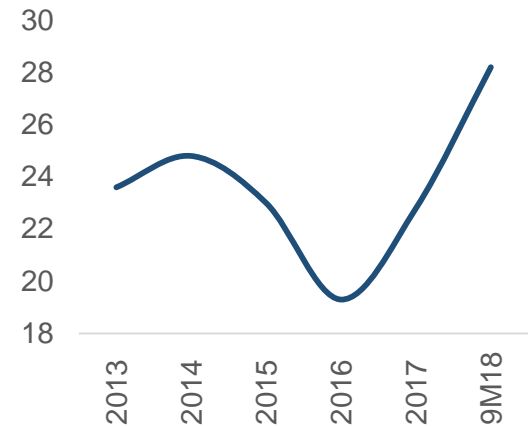
### Mejora producción en Filiales

**Gas impulsa producción de Hocol:** La producción de Hocol presentó un importante incremento de 46,3% entre 2016 y 2017, permaneciendo estable en los 9M18. Esto está explicado principalmente debido a que Hocol cuenta con más contratos de comercialización de gas y al inicio de operaciones en la planta de tratamiento de gas para los campos Bonga-Mamey, lo que ha generado un repunte en la producción de este.

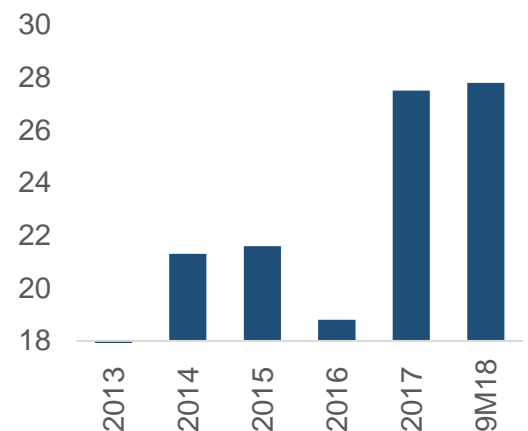
**Ecopetrol América presenta una clara tendencia ascendente:** En línea con la estrategia de la compañía y de una mayor participación en el ámbito internacional, Ecopetrol América ha venido presentando un incremento gradual y continuo en su producción, pasando de 1,4 bepd en 2013 a 11,6 bepd en los 9M18. En los 2 últimos años, la producción se ha visto favorecida por el aumento en la participación del campo K2 durante el segundo semestre del año 2017 y la operación sobresaliente del campo Gunflint.

**Equion completaría tercer año consecutivo con menores barriles producidos:** La producción de Equion ha venido registrando un comportamiento bajista desde el año 2015 (-31%), pasando de 20,6 bepd en ese año a 14,2 bepd en los primeros 9 meses del 2018, donde se evidencia una caída tanto en la producción de crudo como de gas. Recientemente, la terminación del contrato Recetor, que pasó a la operación directa de Ecopetrol desde mayo de 2017, generó un impacto negativo en la producción de Equion.

**Producción La Cira Infantas**  
(kbped)



**Producción Hocol**  
(kbped)



**Producción Ecopetrol América**  
(kbped)



### Ecopetrol pone su fe en el factor de recobro

**Recobro mejorado, una técnica puesta a prueba para impulsar la producción:** Frente a un escenario de menores precios del crudo, declinación natural en sus principales campos y un panorama poco claro en cuanto a crecimiento de reservas, Ecopetrol ha venido desarrollando proyectos de recobro mejorado con el objetivo de impulsar la producción y reservas (o por lo menos mitigar su declinación). Aunque las pruebas de esta técnica de extracción por parte de la compañía colombiana iniciaron años previos a la crisis global del sector petrolero, estas han dado sus primeros frutos, con un efecto positivo tanto para la producción como para las reservas.

Ecopetrol ha implementado el uso de técnicas de recobro secundario y terciario con el objetivo de extraer más crudo de los yacimientos ya descubiertos y en desarrollo, y así optimizar el aprovechamiento de sus campos maduros. El factor de recobro, que es el porcentaje del crudo original que se puede recuperar de un yacimiento, es una de las variables más importantes que permiten el aumento en la producción. Teniendo en cuenta que este factor se encuentra en promedio sobre el 30% a nivel mundial, Ecopetrol cuenta con un espacio de mejora importante, ya que su factor de recobro se ubica alrededor de 19%, lo cual indica el desaprovechamiento de un gran porcentaje del crudo existente en los yacimientos.

Es importante tener en cuenta que el recobro de hidrocarburos en un yacimiento es factor de muchas variables, pues depende de las características de cada pozo, como la presión que se encuentra en este, la temperatura y viscosidad de crudos que se resisten a salir a la superficie. De esta manera, aunque aumentar el factor de recobro no es tarea fácil, Ecopetrol observó que existe una ventana que puede ser abierta para impulsar la producción y las reservas en ausencia de un hallazgo exploratorio importante en los últimos años, tratando de aprovechar al máximo los yacimientos actuales y aunque estas técnicas impliquen mayores costos de extracción y producción (principalmente de energía), la recuperación del precio del crudo ha permitido soportar dicha operación a pesar de mayores costos respecto al recobro primario.

**Ecopetrol ha implementado el uso de técnicas de recobro secundario y terciario con el objetivo de extraer más crudo de los yacimientos ya descubiertos y en desarrollo, y así optimizar el aprovechamiento de sus campos maduros.**

**Teniendo en cuenta que el factor de recobro se encuentra en promedio sobre el 30% a nivel mundial, Ecopetrol cuenta con un espacio de mejora importante, ya que su factor de recobro se ubica alrededor de 19%, lo cual indica el desaprovechamiento de un gran porcentaje del crudo existente en los yacimientos.**



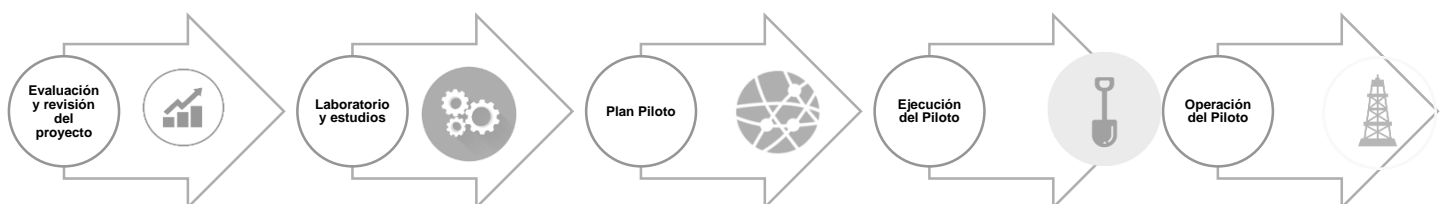
### Técnicas de recobro toman su tiempo

Según la experiencia observada en otras petroleras en el mundo, el desarrollo completo de los proyectos de recobro toman aproximadamente entre 7 y 10 años, por lo que su impacto sobre la producción y el nivel de reservas no es inmediato. De esta manera, la implementación de estos proyectos se puede dividir en 5 etapas:

**El desarrollo completo de los proyectos de recobro toman aproximadamente entre 7 y 10 años, por lo que su impacto sobre la producción y el nivel de reservas no es inmediato**

1. **Evaluación y revisión del proyecto:** Esta etapa cuenta con una duración aproximada entre 3 y 6 meses, donde se hacen estudios de factibilidad, riesgos, factores que generan incertidumbre y evaluación general del proyecto.
2. **Laboratorio y estudios:** En la segunda etapa se realizan estudios sobre los patrones de comportamiento del pozo, análisis de laboratorio, simulaciones y la evaluación económica del proyecto. Esta etapa tiene una duración de alrededor de 1 año.
3. **Plan Piloto:** Esta etapa toma aproximadamente 1 año y en ella se hace el diseño del piloto, se realizan test de inyección y se implementa un plan de monitoreo.
4. **Ejecución del Piloto:** Después de realizar el diseño y test del piloto, se efectúa la ejecución del mismo y las perforaciones necesarias. Esta fase cuenta con una prolongación de alrededor de 2 años.
5. **Operación del Piloto:** La última etapa puede perdurar aproximadamente 3 años y constituye la operación del piloto, monitoreo, supervisión y optimización del proyecto.

### Etapas de la implementación de los proyectos de recobro



### Recobro secundario y terciario aumentan extracción del

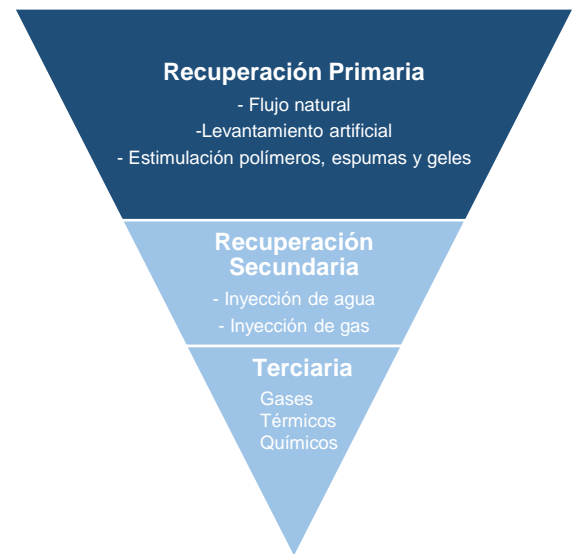
**yacimiento:** Normalmente la extracción de petróleo de un pozo se inicia por medio del Recobro Primario (no siempre es el caso, pues depende de las características de cada pozo), donde se presenta un desplazamiento del crudo debido a la energía natural del yacimiento y donde también se utilizan métodos de levantamiento artificial, los cuales consisten en tecnologías que impulsan el fluido desde el fondo de pozo hasta la superficie.

Sin embargo, **cuando la energía natural del yacimiento se ha disminuido o es muy pequeña para recobrar el hidrocarburo presente, se debe adicionar energía al yacimiento para permitir un recobro adicional.** De esta manera, se implementan proyectos de **Recobro Secundario**, donde la energía usualmente es agua caliente o gas, los cuales son inyectados al yacimiento mediante pozos inyectoros, para así producir el desplazamiento del crudo hacia los pozos productores (Aguillón y García, 2004).

En línea con lo anterior, el **Recobro Terciario o Mejorado (EOR)** se emplea para aumentar el factor de recobro de un yacimiento que ya ha sido explotado mediante técnicas primarias y/o secundarias (No siempre es el caso, pues depende de las características de cada pozo), donde se buscan condiciones favorables para el flujo de fluidos en el yacimiento, usualmente mediante la adición de calor, interacción química entre el fluido inyectado y el petróleo y cambio en las propiedades del crudo, de forma que se facilite el proceso de movilización de éste a través del yacimiento. Los procesos de recobro mejorado generalmente incluyen: térmicos, químicos y miscibles (Aguillón y García, 2004).

Según estimaciones de Ecopetrol, **1)** Los procesos de *Recobro Secundario* por *inyección de agua*, pueden generar un incremento en el factor de recobro entre el 3% y 11%; **2)** El *Recobro Terciario* por *inyección de agua mejorada y gas* estiman un factor de recobro incremental entre el 5% y 11%; y **3)** Con el *Recobro Terciario* de *inyección de vapor* un factor de recobro incremental superior al 20%.

### Etapas de recuperación



### Expansión del programa de recobro

Desde la creación del Programa de Recobro se han iniciado 42 pilotos, dentro de los que se encuentran 7 que ingresaron en el 2018. Actualmente se tienen 20 pilotos en operación donde 16 continúan en fase de expansión. Consideramos que los programas de recobro irán ganando participación en su contribución a la producción en la medida en que se van desarrollando los proyectos, donde se busca expandir los pilotos exitosos a otros pozos, ya que inicialmente se hacen pruebas en pequeñas partes del campo.

Según estimaciones de la compañía, habría un potencial de reservas de aproximadamente 4.600 MM bpd si se logra llevar el factor de recobro de 19% actual a su objetivo de 29%-32%, y aunque no todas podrían certificarse a los precios actuales, las mayores eficiencias y la reducción en costos y gastos permitirían ser rentable a la mayoría de estas.

De los 42 pilotos iniciados, la mayoría se han enfocado en tecnología no térmica, por medio de la inyección de agua (19), inyección de agua mejorada (9) e inyección de gas (7). De esta manera, Ecopetrol se ha enfocado principalmente en Recobro Secundario. Actualmente, un poco más del 3% de la producción viene de recobro mejorado y la compañía espera que alcance una participación cercana al 12%, lo cual tomará por lo menos 5 años. Así mismo, un poco más del 20% de la producción del Grupo proviene de campos con aplicación de dicha tecnología, con potencial de expansión al resto del campo.

### Resumen de los Proyectos de Recobro

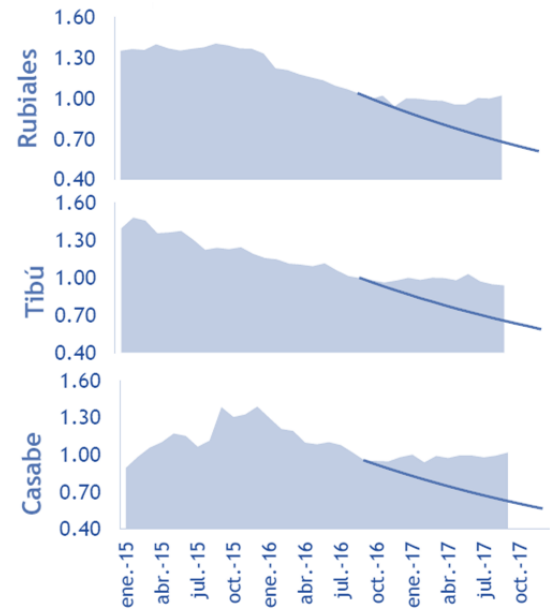
Tecnología	Pilotos	En Evaluación	Viabilizan expansión	No viabilizan expansión
<b>No Térmico</b>				
Inyección de agua	19	10	8	1
Optimización inyección de agua	1	-	1	-
Inyección de agua mejorada	9	5	4	-
Inyección de gas	7	4	1	2
<b>Térmico</b>				
Inyección de vapor	4	-		2
Inyección de aire	2	1	2	1
<b>Total</b>	<b>42</b>	<b>20</b>	<b>16</b>	<b>6</b>

Los proyectos de recobro han ayudado a mitigar la **declinación de algunos campos de Ecopetrol**, como es el caso de Castilla y Chichimene, donde la producción en estos ha mostrado una mayor estabilidad gracias a la tecnología implementada de inyección de agua. Por ejemplo, en el caso de Chichimene (tercer campo más importante de la petrolera), inició la maduración de la expansión de la tecnología de inyección de agua en todo el campo, a partir de los buenos resultados obtenidos en el piloto. De esta manera, se está evaluando un piloto de tecnología de inyección de agua con polímeros en varias zonas del campo. En línea con lo anterior, se resaltan los casos de Rubiales, Tibú y Casabe, donde la producción ha presentado un desempeño favorable luego de la implementación de los programas de recobro, mitigando la declinación natural de estos campos.

Se destacan algunos de los principales proyectos de inyección de agua (Castilla, Chichimene, Apiay y Suria), inyección de agua mejorada con polímeros (Chichimene, Casabe, La Cira, Infantas y Yariguí) e inyección de vapor en Teca, los cuales han tenido un efecto positivo sobre la producción de crudo o han mitigado la declinación de dichos campos. Así mismo, se resalta el avance en la ejecución del proyecto de inyección de agua mejorada del campo Dina K donde se han perforado y completado 7 pozos de los 16 definidos dentro del plan. En línea con lo anterior, cabe mencionar que La Cira Infantas, uno de los principales campos de Ecopetrol, inició un proyecto de recobro por infill e inyección de agua en el año 2005, donde se espera el aumento de reservas en 259 MM bepd, buscando que el factor de recobro actual del 22% muestre un incremento hasta el 32%.

Con la implementación de los 42 pilotos, el programa de recobro de Ecopetrol continúa su fase de expansión para aquellos pilotos que han terminado exitosamente su etapa de análisis. De esta manera, el objetivo es expandir tecnologías de recobro mejorado a la producción de otros campos. Es así como 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. Este portafolio de expansiones futuras se continuará fortaleciendo con el resultado de los nuevos pilotos de evaluación que están actualmente operando. Hay que tener en cuenta que los costos de energía y de tratamiento de agua son los principales rubros en la estructura de costos de los programas de recobro.

**Declinación natural vs resultados en los proyectos de recobro**



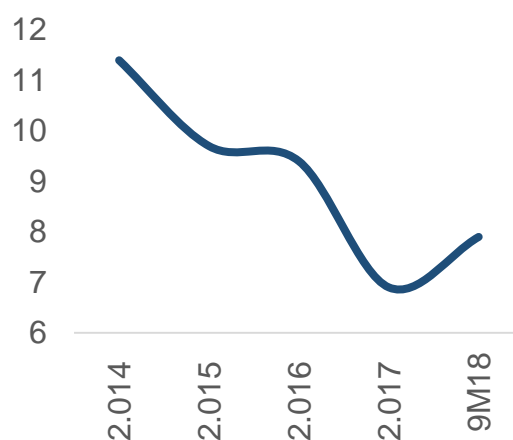
### Estrategia Comercial y escasez de crudo pesado reducen el diferencial

A pesar de que el precio del crudo ha presentado un fuerte repunte desde su mínimo alcanzado en 2016, pasando de USD 28 en ese año a cotizarse alrededor de los USD 70 en promedio durante el 2018, este no ha sido el único catalizador de los buenos resultados de Ecopetrol. **Una estrategia comercial proactiva y una menor disponibilidad de crudos pesados a nivel global han permitido disminuir el diferencial de crudos de exportación** de la petrolera colombiana, el cual ha pasado de un promedio de USD 11,4 en 2014 a USD 6,9 en 2017, lo que le generó ingresos adicionales por aproximadamente COP 1,2 billones (en el año 2017).

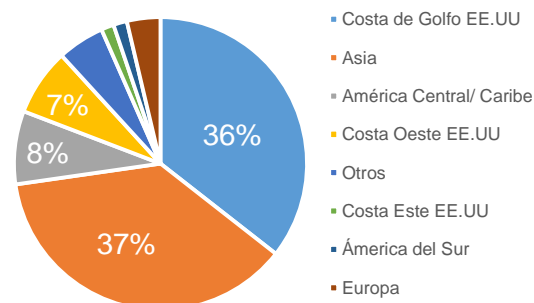
La reducción continua en el diferencial de crudos de la canasta de exportación está explicada en gran medida por una estrategia comercial enfocada a los mercados que generan mayor valor, diversificación de destinos, estabilización en la calidad de los crudos y aumento de cargas en las refinerías de Estados Unidos y China. La coyuntura internacional caracterizada por el fortalecimiento de crudos pesados (frente a su escasez global) ante los recortes de producción del acuerdo de la OPEP y mayores importaciones de China han sido oportunidades aprovechadas por Ecopetrol.

En línea con lo anterior, la Costa del Golfo de EEUU se ha consolidado como uno de los principales destinos de exportación de crudos gracias a mayores oportunidades de venta a refinadores en la zona, ante la incertidumbre en el suministro de crudos pesados por parte de competidores, donde Ecopetrol ha aprovechado la coyuntura para obtener mejores diferenciales. De esta manera, cerca del 40% de las exportaciones de crudo han estado dirigidas a esta zona de Estados Unidos en los últimos años. Por otro lado, el mercado asiático cada vez toma más relevancia para las exportaciones de la petrolera colombiana, posicionándose como el de mayor importancia en 2018, relacionada con mayores importaciones de China como consecuencia de la mayor demanda de refinadores en dicho país. Esto se ha dado en medio de menores volúmenes exportados de crudo (-28,4% en los últimos 4 años) debido a la reducción en la producción con respecto al 2014 y mayores envíos a Reficar, la cual ha alcanzado una dieta de hasta 100% de producción nacional.

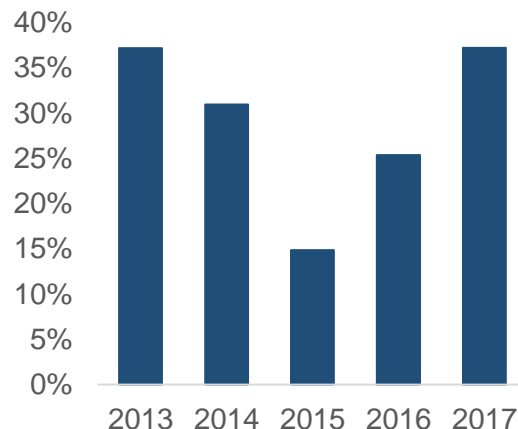
### Diferencial de la canasta de crudos USD



### Exportación de crudos por destino 9M18



### % Participación de Exportaciones de crudo a Asia



# Reservas: En búsqueda del tesoro perdido

## Ecopetrol – Upstream (Exploración)



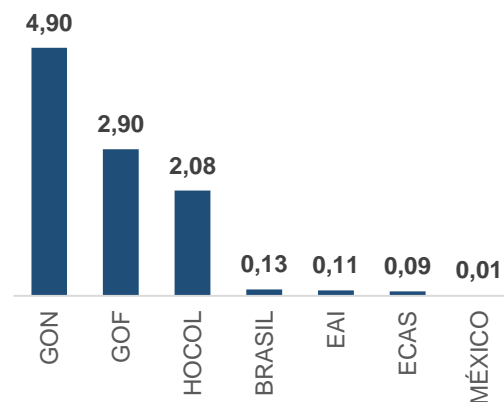
### Exploración, la base de la pirámide

La Exploración constituye el primer eslabón de la cadena de hidrocarburos y comprende la realización de distintas actividades orientadas a la búsqueda de petróleo y gas, como: la adquisición de sísmica, su interpretación y la perforación de pozos exploratorios. Grupo Ecopetrol cubre un área de exploración de 10.200.000 hectáreas con una participación en 189 bloques en Colombia y en el exterior con datos al 2017. La Vicepresidencia de Exploración es la encargada de incorporar, de manera directa y asociada, los recursos contingentes de hidrocarburos de Ecopetrol que luego se convierten en reservas probadas y auditadas, para que la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción las explote.

**Enfoque de Exploración sigue siendo local:** A pesar de que Ecopetrol ha mostrado interés por su expansión internacional y ha mencionado las oportunidades y potencial que allí existen, la Exploración se sigue enfocando principalmente en áreas nacionales (95%) a través de la gerencia Onshore (GON), la gerencia Offshore (GOF), y las subsidiarias Ecopetrol Costa Afuera Colombia (ECAS) y Hocol. Mientras tanto, en áreas internacionales (5%) a través de las subsidiarias Ecopetrol América Inc. (Estados Unidos – Golfo de México), Ecopetrol Brasil y Ecopetrol Hidrocarburos México S.A.

**Modalidades de Exploración:** En Colombia y el exterior realiza su actividad exploratoria a través de 4 modalidades: **1)** Como operador directo en bloques al 100%, en el cual Grupo Ecopetrol es operador (sin participación de terceros); **2)** Como operador en bloques donde participa en riesgo con terceros; **3)** Con participación en riesgo en bloques que son operados por un tercero; **4)** A través de contratos de asociación.

### Áreas a las que tiene acceso Grupo Ecopetrol (Millones de Ha)



# Reservas: En búsqueda del tesoro perdido

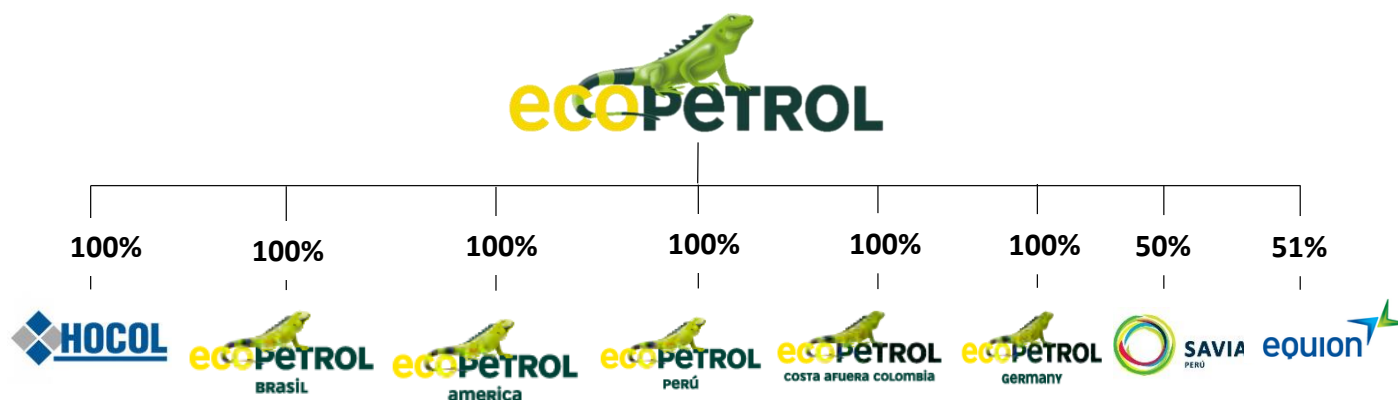
## Ecopetrol – Upstream (Exploración)



### Portafolio de Compañías del Grupo

A continuación se muestra el portafolio de compañías que tiene Grupo Ecopetrol en el segmento del Upstream, donde las participaciones accionarias restringen el grado de intervención que la matriz puede ejercer sobre estas. De esta manera, se puede observar que Ecopetrol cuenta con el 100% de la participación en Ecopetrol América, Hocol, Ecopetrol Brasil, Ecopetrol Costa Afuera Colombia, Ecopetrol Perú y Ecopetrol Germany. Mientras tanto, su participación en Equion es del 51% y en Savia del 50%.

### Portafolio de compañías y participación en la composición accionaria



**Estrategia Exploratoria 2020:** Según las metas de Ecopetrol, la compañía aspira a incorporar al menos 1.000 millones de barriles de recursos contingentes, centrados en proyectos de alto valor en Colombia costa afuera (Caribe Offshore), en la revaluación de oportunidades en Colombia continental (Colombia Onshore) y la consolidación de áreas internacionales como: el Golfo de México, Brasil y otras áreas de América. Adicionalmente, la compañía se propuso alcanzar un índice de reemplazo de reservas (IRR) de por lo menos 100% cada año.

VIGILADO SUPERINTENDENCIA FINANCIERA DE COLOMBIA

### Actividad Exploratoria busca sumar mayores barriles a las reservas

La recuperación en los precios del petróleo ha permitido que Ecopetrol aumente su CAPEX, el cual será enfocado principalmente al segmento de Upstream. Sin embargo, la inversión destinada para Exploración ha sido relativamente baja, alcanzando 17% (USD 376 millones) del total del Capex del Grupo en 2017 y tan solo 8,4% (USD 151,8 millones) en los primeros 9 meses del año 2018. Es importante destacar que **la ejecución de las inversiones se han ubicado por debajo del Guidance**, afectando la intensidad de la actividad exploratoria. En el 2017 se perforaron 21 pozos, 19 pozos exploratorios y 2 pozos delimitadores, lo cual permitió un aumento de 44 millones de bepd por cuenta del rubro “Extensiones y Descubrimientos”. El número de pozos perforados presentó un incremento de 300% frente a los 7 observados en 2016 (7 pozos perforados; 6 en exploración, 1 pozo delimitador). Adicionalmente, se perforaron más de 500 pozos de desarrollo en el año 2017, mostrando también un aumento relevante y se esperan alrededor de 620 para 2018.

Para el año 2018, Grupo Ecopetrol concentrará su actividad en la perforación de 12 pozos onshore en Colombia, con 5 pozos exploratorios y 3 pozos delimitadores por parte de Ecopetrol S.A, mientras que Hocol proyecta perforar 3 pozos exploratorios y 1 pozo delimitador, con el principal objetivo de incorporar reservas. En los primeros 9 meses del 2018, se han perforado 9 pozos (75%) de los 12 planeados, donde 4 han sido exitosos, 3 se encuentran en evaluación y 2 han sido abandonados. Adicionalmente, la actividad sísmica juega un papel fundamental en el tema exploratorio, donde Hocol se ha mostrado activo en la adquisición de sísmica 2D en la cuenca de Sinú San Jacinto y Ecopetrol S.A. en el Putumayo. Asimismo, se prevé mayor dinamismo en la adquisición de información sísmica 2D y 3D en México, Golfo de México, Brasil y Colombia.

Hay que destacar que **la optimización operacional ha permitido que los días de perforación se reduzcan de manera significativa**, como es el caso de Castilla, donde se ha observado una mejora relevante en los últimos años, pasando de un promedio de 34 días de perforación en 2014 a 18 días en 2017 (-47%), alcanzando un récord de 13 días.

### Pozos Exploratorios 2018

Trimestre	Nombre	Estado
Primero	Bufalo - 1	Exitoso
Primero	Jaspe - 6D	Exitoso
Segundo	Coyote -2	En evaluación
Segundo	Capachos Sur -2	En evaluación
Tercero	Pulpo-1	Abandonado
Tercero	Rex NE-02 ST	Exitoso
Tercero	Andina-1	Exitoso
Tercero	Arrecife-1	En evaluación
Tercero	Payero E1ST-1	Abandonado



# Reservas: En búsqueda del tesoro perdido

## Ecopetrol – Upstream (Exploración)



En el Onshore colombiano, el foco de la búsqueda de hidrocarburos se ha centrado en cuencas maduras cercanas a campos y a infraestructura de producción para aprovechar las facilidades existentes. Las principales cuencas donde se ha desarrollado actividad son Sinú, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena y Llanos. Sin embargo, destacamos que la tasa de éxito no ha logrado superar el 50% en los últimos años, lo cual reduce la eficiencia en el uso del capital destinado para inversión, impidiendo un impacto mayor en la dinámica de las reservas.

Aunque Ecopetrol ha venido ampliando su vista hacia el offshore y las operaciones en el exterior, estas aún no constituyen una participación tan relevante dentro del portafolio petrolero y gasífero de la compañía. En el 2017 se perforaron cinco pozos en aguas del Caribe colombiano, entre ellos el primer pozo offshore operado por Ecopetrol S.A, Molusco-1, a través de Ecopetrol Costa Afuera ECAS (50%) en asocio con ONGC (50%), sin embargo, el pozo fue declarado como descubrimiento no comercial y fue taponado y abandonado. Por otro lado, Ecopetrol ha destacado la perforación del pozo Gorgon-1 como uno de los descubrimientos gasíferos más importantes del país en los últimos años, aunque este aún no es económicamente comerciable debido a los precios actuales del gas y a los altos costos de extracción y perforación en el offshore. En el ámbito internacional offshore, en 2017 se logró la adjudicación de nuevos bloques exploratorios en México y Estados Unidos, en línea con la estrategia de la compañía.

Por otro lado, Ecopetrol ha venido ganando más dinamismo en su participación en México, Estados Unidos y Brasil. De esta manera, con el fin de diversificar y fortalecer el portafolio exploratorio internacional y lograr la consolidación como una compañía panamericana, se creó la subsidiaria Ecopetrol Hidrocarburos México S.A. Así mismo, se ha logrado la adjudicación de nuevos bloques exploratorios en México (bloques 6 y 8, bloque K2) y Estados Unidos (Garden Banks 77, 78, 121 y 122 en el Golfo de México -USA) a través de Ecopetrol América para este último país. También es importante destacar la importante adquisición de sísmica que Ecopetrol viene realizando en Brasil, donde le fue adjudicado el bloque exploratorio Pau-Brasil, en el cual Ecopetrol tiene una participación del 20% del bloque que será operado por BP Energy, el cual representaría un potencial importante.

### Ubicación geográfica de Pozos Exploratorios



### Campaña exploratoria, factor de recobro y crecimiento inorgánico buscan mismo objetivo

El incremento de reservas se ha convertido en uno de los principales objetivos de Ecopetrol, teniendo en cuenta que se encuentran por debajo de los comparables (7,1 vs 13 años de pares). En este sentido, la compañía ha venido fortaleciendo campañas exploratorias que junto con los proyectos de recobro han generado un impacto positivo sobre el nivel de reservas. Sin embargo, su efecto ha sido moderado.

De esta manera, el rubro de “Extensiones y Descubrimientos” ha sumado en promedio anual 32 millones de barriles durante los últimos 3 años, y aunque en 2017 añadieron 44 millones de barriles, esto representó el 15% de las reservas adicionadas en el año, una mejora importante frente a años previos gracias a las campañas exploratorias implementadas, aunque aún insuficiente para generar un impacto relevante en las reservas. Este rubro de “Extensiones y Descubrimientos” representó tan solo el 19% de las reservas consumidas vía producción en el año 2017 (234 millones de bepd), mientras que en el 2015 y 2016 constituyó el 9% y 11% de la producción respectivamente, lo cual refleja que la compañía aún debe implementar importantes esfuerzos para que este rubro gane mayor protagonismo (crecimiento orgánico) y realmente genere un impacto significativo sobre las reservas del Grupo.

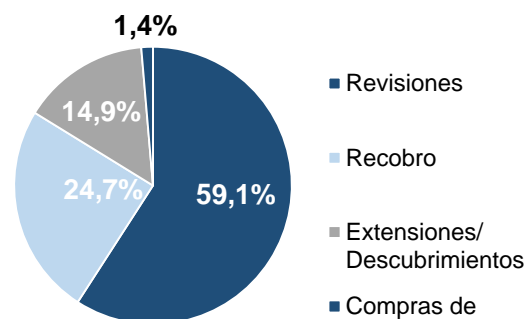
Por el lado del recobro mejorado, el éxito de la prueba de pilotos permitieron que en el 2017 se adicionaran 73 millones de bepd, una mejora relevante frente a los 11 y 16 millones de bepd presentados en los años 2015 y 2016. Consideramos importante que se sigan fortaleciendo los proyectos de recobro, los cuales tendrían un efecto positivo sobre los niveles de producción y reservas y que en el 2017 alcanzaron un 25% del total de reservas añadidas.

En conclusión, consideramos que la adición de reservas debería provenir en mayor magnitud de los rubros de “Extensiones y Descubrimientos” y de “Recobro mejorado” y menor medida de “Revisiones”, las cuales tuvieron un peso de 59% en el total de reservas añadidas durante el año 2017, afectada en gran porcentaje por la valorización en el precio internacional del petróleo.

### Reservas Probadas millones de bepd

Millones de Barriles	2015	2016	2017
<b>Reservas Probadas</b>	<b>2.084</b>	<b>1.849</b>	<b>1.598</b>
Revisiones	-54	-54	175
Recobro Mejorado	11	11	73
Compras de Minerales	0	0	4
Extensiones y Descubrimientos	27	27	44
Ventas	0	0	
Producción	-235	-235	-234
<b>Reservas Probadas 2017</b>	<b>1.849</b>	<b>1.598</b>	<b>1.659</b>

### Participación de rubros que explicaron el aumento de las reservas en 2017



# Reservas: En búsqueda del tesoro perdido

## Ecopetrol – Upstream (Exploración)



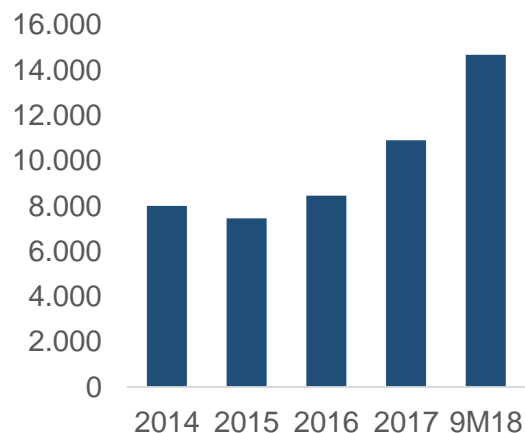
Adicional a la intensificación de la campaña exploratoria y la implementación de los proyectos de recobro, **Ecopetrol ha venido fortaleciendo sus niveles de efectivo y reduciendo su apalancamiento para buscar un crecimiento inorgánico de reservas**, donde Estados Unidos, México y Brasil se perfilan como los candidatos más opcionados.

En línea con lo anterior, Ecopetrol acumula COP 14,7 billones de caja si se tiene en cuenta “Efectivo + Inversiones de corto plazo”, mientras que si se agregan las inversiones de largo plazo este rubro alcanza COP 18,1 billones a septiembre 2018. Así mismo, la compañía ha venido realizando prepagos de créditos y reduciendo sus niveles de apalancamiento hasta alcanzar una relación de Deuda Neta/EBITDA de 1,4x, con el objetivo de **abrir espacio al mayor endeudamiento en caso de ser requerirlo, que junto con una posición sólida de caja le brindan mayor flexibilidad financiera y capacidad para realizar una compra de reservas relevante.**

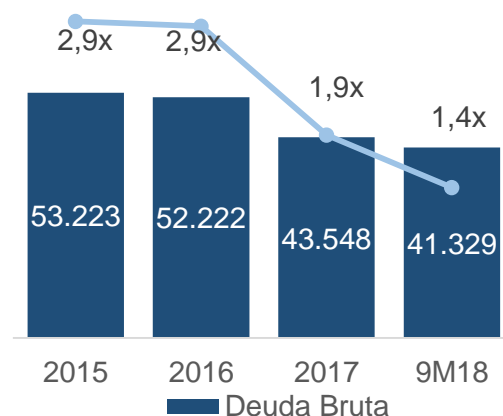
Dado lo anterior, **Ecopetrol obtuvo la aprobación para una línea contingente de financiamiento con la Banca Internacional por USD 665 millones.** Con esta, los bancos se comprometen a desembolsar los recursos cuando Ecopetrol lo requiera, bajo unos términos y condiciones previamente acordados. Esta facilidad sólo incrementaría el nivel de endeudamiento de la compañía hasta el momento en que se realicen desembolsos. La línea de crédito comprometida tendrá 2 años de disponibilidad. **Aunque consideramos un crecimiento inorgánico de reservas como positivo** por la necesidad en este sentido, **es importante que el múltiplo de la compra sea razonable**, pues dada la alta volatilidad en el precio del petróleo, la adquisición se debe realizar con un precio del crudo y tasa de cambio razonables de largo plazo, además de tener en cuenta los riesgos implícitos de una adquisición de reservas 1P, 2P y/o 3P.

Por último, es importante monitorear el desarrollo regulatorio y ambiental de los “**No Convencionales**”, **los que representarían un potencial relevante para aumentar reservas**, ya que cuentan con recursos recuperables importantes, principalmente en el Valle Medio del Magdalena, para lo cual sería clave las alianzas con compañías con buena experiencia en dicho campo.

**Efectivo + Inversiones de CP**  
COP Miles de millones



**Comportamiento Deuda Neta/EBITDA**  
COP Miles de millones



### Análisis financiero del Upstream

**Ventas reciben el apoyo de la estrategia comercial:** Los ingresos del segmento de Upstream alcanzaron un mínimo de COP 27,4 billones en 2016, un descenso del 45% respecto al 2013. Sin embargo, estos mostraron un repunte en 2017 (30% A/A) y un incremento adicional a septiembre del 2018 (45,1% A/A). Además de la recuperación en los precios del crudo, las ventas se han visto favorecidas por otros factores:

1) El precio del petróleo en pesos colombianos alcanzó máximos desde el 2008 (COP 260.000 por barril), incluso sobre los niveles observados en el año 2012 cuando el precio del crudo se cotizó alrededor de USD 130. De esta manera, la fuerte devaluación del peso colombiano acompañada del repunte en el precio del commodity han generado un impacto positivo relevante sobre los ingresos del Upstream. La tasa de cambio se ha devaluado 67% desde el año 2014.

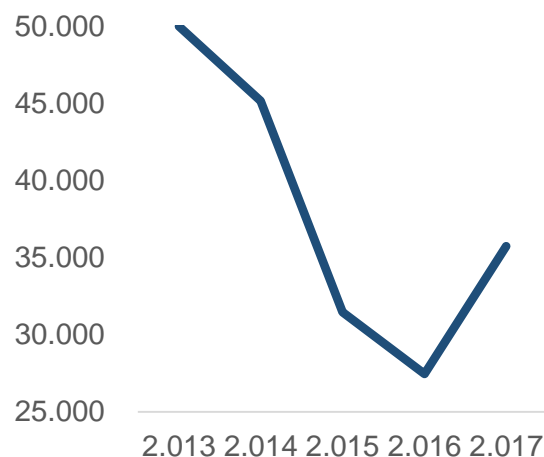
3) Gracias a una estrategia comercial más agresiva que se preocupa por obtener mejores precios y mayor rentabilidad, el diferencial entre el Brent y la canasta de crudos de Ecopetrol se ha reducido significativamente, pasando de USD 11,4 en 2014 a USD 6,9 en 2017 (-39,5%). Esto ha permitido un mejor aprovechamiento del repunte en el precio del petróleo.

En línea con el objetivo de la estrategia comercial, Ecopetrol evalúa constantemente si es mejor vender su crudo localmente a las refinerías o si lo exporta. Se ha observado un incremento en la venta a la Refinería de Cartagena, generando ahorros en el transporte de los crudos importados, beneficiando los resultados del Grupo. Por otro lado, si se decide exportar, se realiza un monitoreo permanente de a qué mercados es más adecuado y rentable exportar, maximizando su realización de acuerdo con los lineamientos estratégicos de la firma.

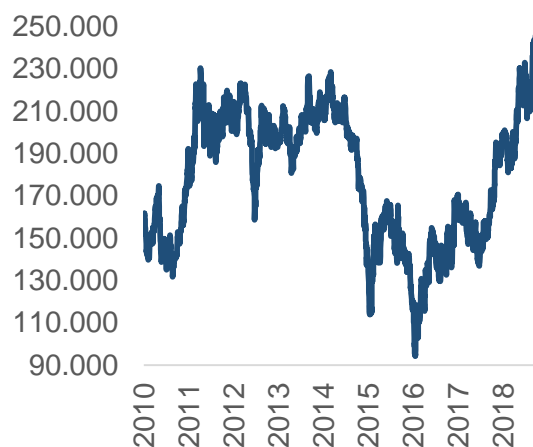
4) Relativa estabilidad e incremento moderado en la producción

5) Nuevos contratos firmados con mayores precios del gas. Adicionalmente, presiones alcistas en los precios en bolsa por mayor utilización de plantas térmicas ante demoras en la entrada en operación de Hidroituango.

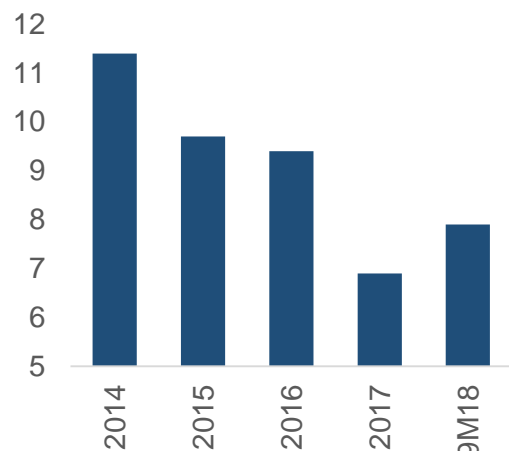
**Ingresos del Upstream**  
COP Miles de millones



**Precio del crudo**  
COP



**Diferencial de la canasta de crudos**  
USD/BI



# Mayores márgenes nadan en dirección correcta

## Ecopetrol – Upstream

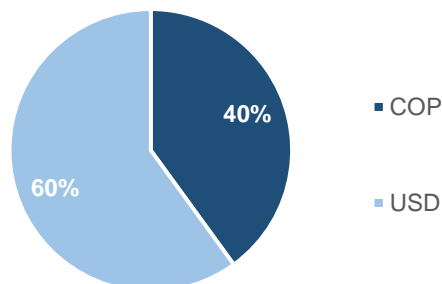


### Crisis exige una estructura de costos más eficiente:

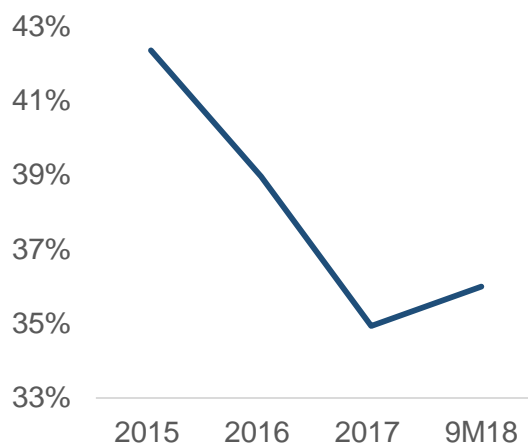
Ecopetrol tuvo que enfrentar grandes desafíos con el fuerte desplome en el precio del petróleo que inició en el segundo semestre del 2014, pues si buscaba sobrevivir al complejo contexto del sector debía ajustarse el cinturón de forma rápida y en una magnitud considerable. Aunque el segmento de Upstream alcanzó a registrar una pérdida neta en el año 2015, acompañado de una fuerte reducción en sus márgenes, los esfuerzos para alcanzar mayores eficiencias se empezaron a ver reflejados en los costos variables y gastos operativos a partir del 2016, los cuales disminuyeron su participación con respecto a las ventas. De esta manera, destacamos que los costos variables pasaron de representar el 42,4% de los ingresos en 2015 a 36,1% a septiembre de 2018. Mientras tanto, los gastos operativos se redujeron de 11,7% en 2014 a 5,7% actualmente.

Con el objetivo de alcanzar una estructura de costos y gastos más eficiente, Ecopetrol ha implementado iniciativas de ahorro estructural como: **1)** Optimización de los costos de perforación y construcción de facilidades; **2)** Mejora en la gestión comercial; **3)** Dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados; **4)** Optimización del costo de levantamiento; **5)** Reducción de producciones diferidas por indisponibilidad de ductos. Adicionalmente, la compañía ha venido focalizando esfuerzos para reducir los costos de energía (dada su importancia en la estructura de costos), donde la autogeneración juega un papel fundamental en la estrategia. Por otro lado, dado que la estructura de costos del Upstream está compuesta aproximadamente 40% en pesos colombianos, la fortaleza del dólar ha facilitado una reducción de la relación de los costos y gastos en comparación con las ventas.

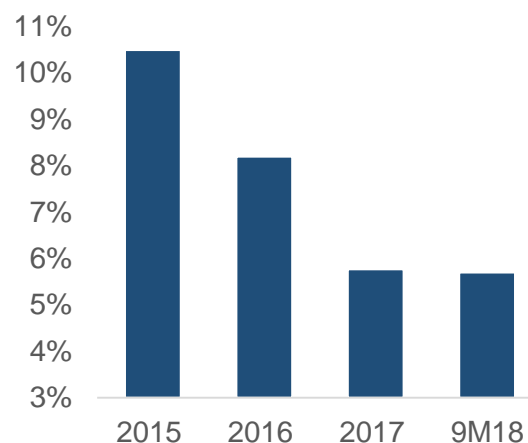
### Estructura de costos por tipo de moneda Upstream



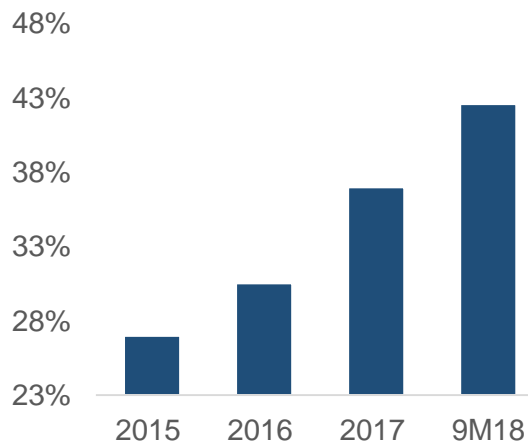
### Relación de Costos Variables/Ventas Upstream



### Relación de Gastos Operativos/Ventas Upstream



### Margen EBITDA Upstream

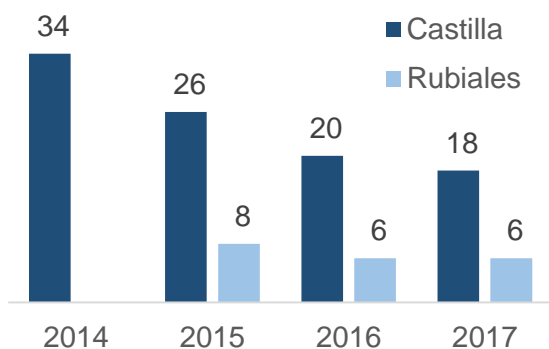


**Costos de dilución ponen su granito de arena:** La estrategia de dilución continúa siendo una de las principales palancas de ahorros estructurales, donde el costo de dilución pasó de USD 6.7/BI en el 2014 (factor de dilución de 20%) a USD 3.9/BI en el 2017 (factor de dilución de 15,7%), mientras el factor de dilución siguió mostrando un buen desempeño, bajando a 14,6% a septiembre del 2018. De esta manera, el menor consumo de diluyente por estrategia de comercialización de crudos de alta viscosidad (mayor a 600 cSt) y dilución con GLP ha permitido alcanzar mayores eficiencias en la estructura de costos. Adicionalmente, la sustitución de nafta en el proceso de dilución por mezcla con crudo liviano de campos de producción en el interior del país también ha disminuido los costos de transporte de nafta importada.

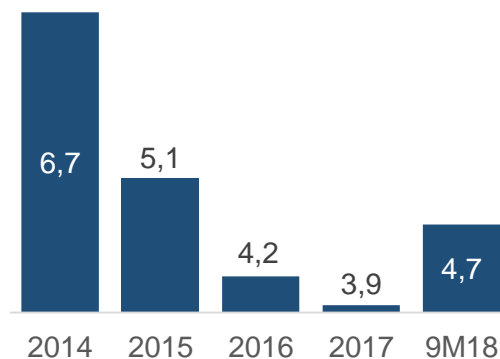
Lo anterior fue motivado por el desplome en los precios del petróleo que hizo que los costos de dilución ganaran un mayor protagonismo dentro de la estructura de costos del Grupo, lo que sumado a las necesidades de eficiencia en medio de un entorno retador, le dieron un mayor sentido y urgencia al proyecto de transporte de crudos pesados y extra-pesados.

**Costos de Perforación y de Descubrimiento presentan buenos resultados:** Destacamos que los costos de perforación se han visto favorecidos principalmente por menores días de perforación y que según la compañía aún existe espacio de mejora. De igual manera, se ha observado una disminución importante en los costos de descubrimiento por barril desde el año 2014, acercándose al indicador del mercado mundial e impactando de manera positiva la estructura de costos.

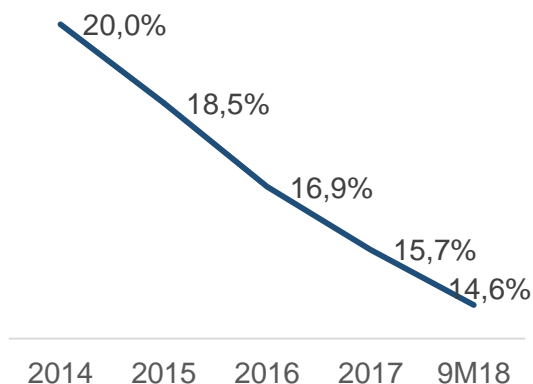
### Días de Perforación en Castilla y Rubiales



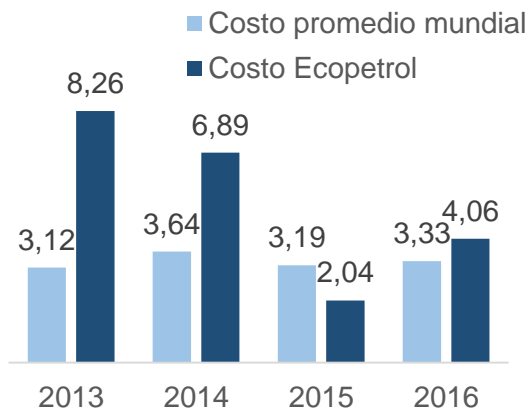
### Costos de Dilución USD/BI



### Factor de Dilución



### Costos de Descubrimiento USD/BI

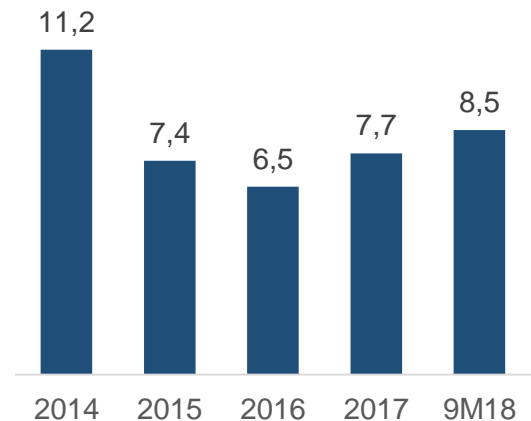


### Costos de Levantamiento se mueven al ritmo del precio del

**crudo:** Aunque los costos de levantamiento registraron una mejora importante entre el año 2014 (USD 11,2 por barril) y 2016 (USD 6,5 por barril), con una reducción de USD 4,7 por barril en esos 2 años (-42% A/A), este ha venido mostrando un incremento gradual en 2017 y 2018. Este aumento ha estado influenciado por: **1)** Mayores precios del petróleo; **2)** Mayor causación de costos de los campos Rubiales y Cusiana por reversión a Ecopetrol al inicio del 3T16, y del campo Recetor por reversión a Ecopetrol el 30 de mayo de 2017; **3)** Mayores costos de mantenimiento por incremento en el número y complejidad de intervenciones y servicios a pozo; y **4)** Incremento en costos de energía por mayor número de pozos perforados, la implementación de técnicas de recobro, incremento en barriles de agua de producción, mayor precio de combustibles líquidos (diésel y fuel oil) utilizados para la generación eléctrica; y **5)** Aumento en las tarifas de energía eléctrica no regulada.

Ecopetrol, desde el inicio del programa de transformación en el 2015, se ha propuesto reducir los costos de levantamiento, focalizando sus esfuerzos en disminuir el índice de fallas, alcanzar menores tiempos de intervención, optimizar el tratamiento de cada barril de fluidos y lograr una mayor eficiencia en el consumo eléctrico.

**Costos de Levantamiento**  
USD/BL



# Mayores márgenes nadan en dirección correcta

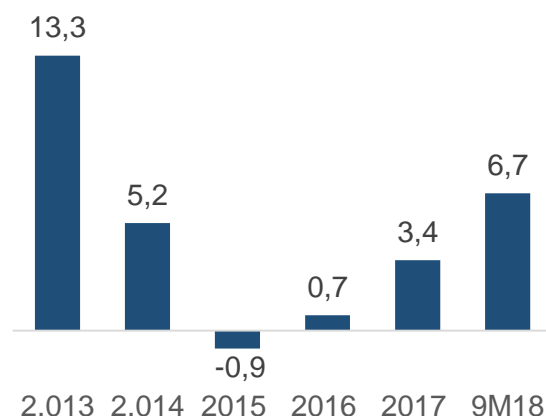
## Ecopetrol – Upstream



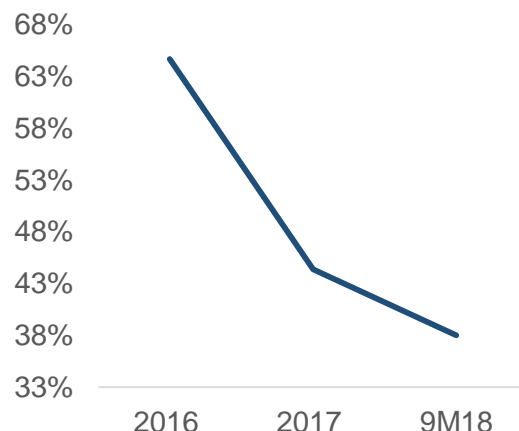
**Utilidad Neta, la gran beneficiada:** Luego de alcanzar una pérdida neta en el año 2015 (COP -866.000 millones), la utilidad del segmento de Upstream ha venido mostrando una recuperación importante hasta alcanzar COP 3,4 billones en el 2017. Sin embargo, solo en los primeros 9 meses del 2018 la cuenta ya va en COP 6,7 billones, superando ampliamente el año anterior y ubicándose por encima de los COP 5,2 billones registrados en 2014, regresando a niveles de ganancia pre-crisis. De esta manera, el margen neto se ubicó al 3T18 en máximos en 5 años, mostrando una mejora relevante frente al 2,7% y 9,5% observados en el año 2016 y 2017 respectivamente. Lo mismo sucede con el margen EBITDA, el cual se ubicó en 42,6% a septiembre de 2018, por encima del 41,4% registrado en el 2014.

La buena dinámica de la utilidad neta del Upstream se ha visto favorecida por mayores precios del petróleo, una estructura de costos y gastos más eficiente, la eliminación del impuesto a la riqueza, menores gastos financieros y la reducción en la tasa efectiva de impuestos. Por el lado de los gastos financieros, estos se han beneficiado de menores niveles de inflación y tasas de interés en Colombia, además de una reducción gradual en el endeudamiento por los prepagos de créditos. Mientras tanto, la tasa efectiva de impuesto ha disminuido de 64% en el 2016 al 38% al 3T18, comportamiento bajista que podría continuar dependiendo de la aprobación de la Ley de Financiamiento propuesta por el gobierno de Ivan Duque.

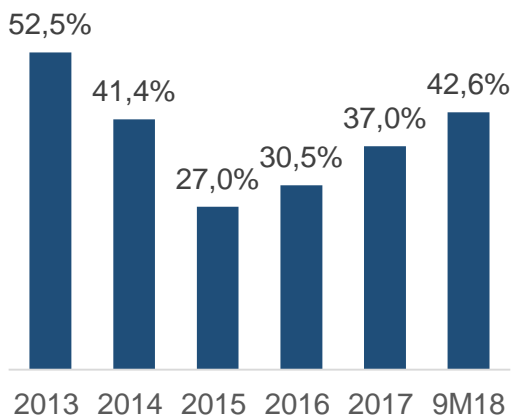
**Utilidad Neta Upstream**  
COP Billones



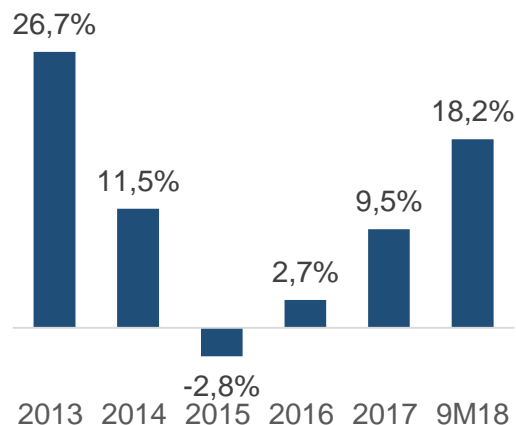
**Tasa Efectiva de Impuesto**  
Upstream



**Margen EBITDA**  
Upstream



**Margen Neto**  
Upstream



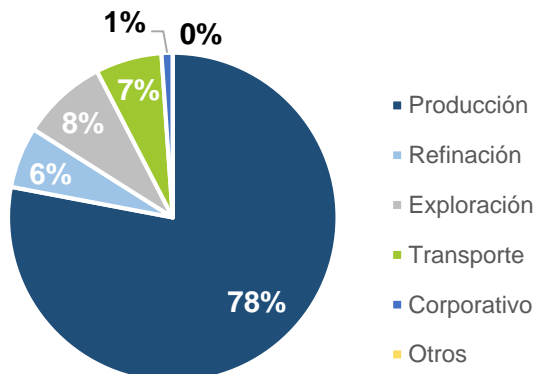


### CAPEX cambia de rumbo

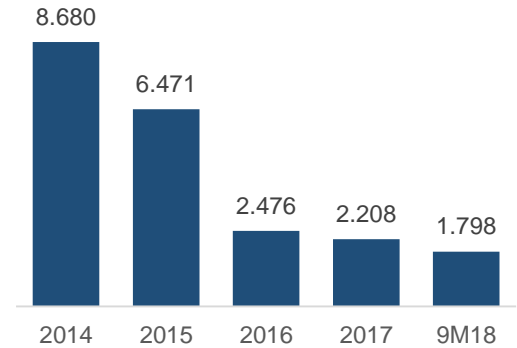
La Inversión de Grupo Ecopetrol registró un fuerte descenso entre 2014 y 2017 (-75%), pasando de USD 8.680 a USD 2.208 millones respectivamente, explicado principalmente por la menor capacidad de generación de efectivo en medio de la crisis petrolera global y el impacto sobre la viabilidad económica de una cantidad importante de pozos. Actualmente, a pesar del relevante rebote en el precio del crudo, el CAPEX aún sigue sin poder recuperar niveles pre-crisis, ni tampoco cumplir sus metas iniciales para el 2017 (USD 3.000 millones) y 2018 (USD 3.500-4.000 millones). Sin embargo, **aunque la inversión aún no logra alcanzar viejos niveles, si se ha observado un cambio en su composición, enfocada en el Upstream.**

A partir del año 2017, la Junta Directiva de Ecopetrol decidió cambiar el rumbo del CAPEX, ahora dirigido en mayor medida a incrementar las reservas y producción de hidrocarburos, buscando capturar los beneficios de un entorno internacional más favorable para el sector. En este sentido, la compañía aprovechó la finalización de grandes proyectos en el segmento de Transporte (como P135 de Ocesa y San Fernando Monterrey) y Refinación (Modernización, arranque y estabilización de Reficar), los cuales venían demandando una cantidad importante de recursos antes del 2016. De esta manera, las inversiones en estos segmentos, equivalentes al 14% del plan, estarán orientadas principalmente a la operación y mantenimiento de toda la red de oleoductos y poliductos, y de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

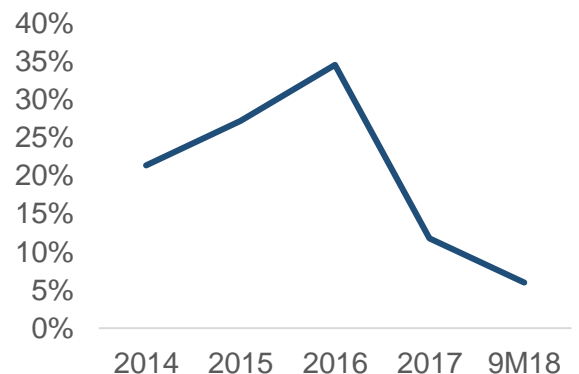
### Participación del CAPEX por segmento (9M18)



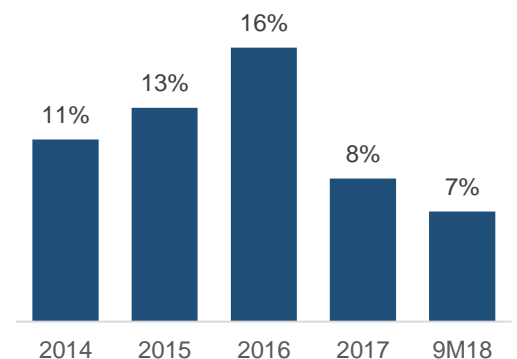
### CAPEX Total Grupo Ecopetrol COP miles de millones



### Participación % del Segmento de Refinación en el CAPEX total



### Participación % del Segmento de Transporte en el CAPEX total



# Inversión pone su apuesta en la Producción

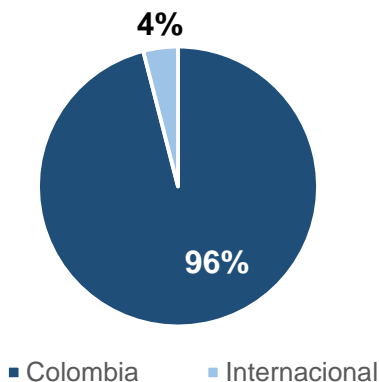
## Ecopetrol – Upstream



Por otro lado, aunque la compañía decidió enfocar su plan en el segmento de Upstream, hay que destacar que las inversiones están altamente concentradas en la Producción (78% del CAPEX al 3T18), mientras que Exploración no se ha visto favorecida, donde a septiembre del 2018 su participación en el CAPEX total se ha reducido a tan solo 8%. De esta manera, aunque es positivo que la compañía enfoque sus recursos para estabilizar e incluso aumentar la producción, consideramos que es fundamental incrementar la inversión en Exploración teniendo en cuenta su bajo nivel de reservas y poca claridad relacionada con nuevos hallazgos importantes por medio de la campaña exploratoria actual.

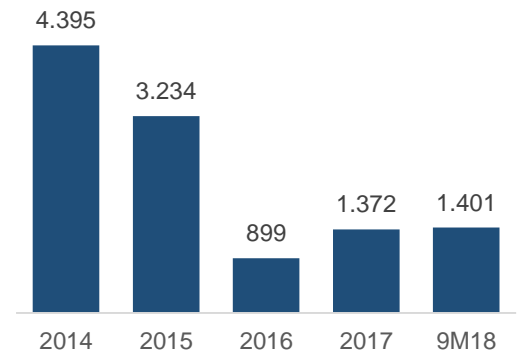
Con el objetivo de evitar una declinación en la producción e impulsar gradualmente los volúmenes producidos, Ecopetrol ha venido enfocando la inversión principalmente en perforación de pozos de desarrollo, pozos exploratorios, mayor uso de taladros, adquisición de sísmica, estudios de pre-drilling y fortalecimiento del recobro mejorado. Según el Plan de Inversiones de la compañía, el 96% del CAPEX se realizaría en Colombia, mientras que el restante estaría concentrado en Estados Unidos (Golfo de México), México, Brasil y Perú. De esta manera, el único segmento que ha registrado una mayor inversión en los 2 últimos años ha sido Upstream, aunque realmente se ha dado en el rubro de Producción (que se encuentra aún lejos de recuperar los niveles de inversión del 2014 y 2015). Mientras tanto, a pesar de que la Exploración registró un crecimiento moderado en 2017, al 3T18 ha retrocedido de manera significativa (-40% A/A). Sin embargo, la empresa cumplió sus metas operacionales en medio de inversiones mucho menores.

### Guidance de CAPEX por geografía

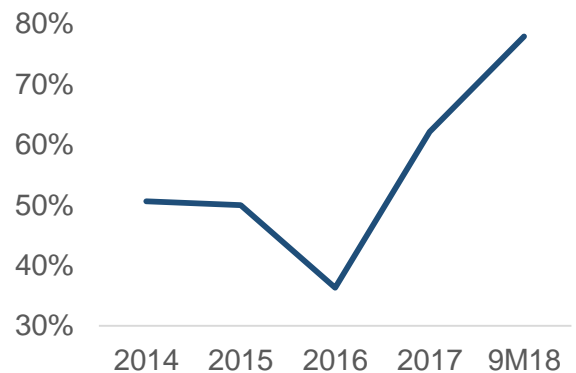


### CAPEX destinado a Producción

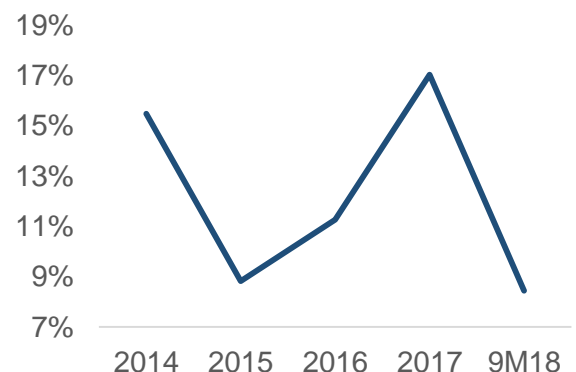
USD Millones



### Participación % del Segmento de Producción en el CAPEX total



### Participación % del Segmento de Exploración en el CAPEX total



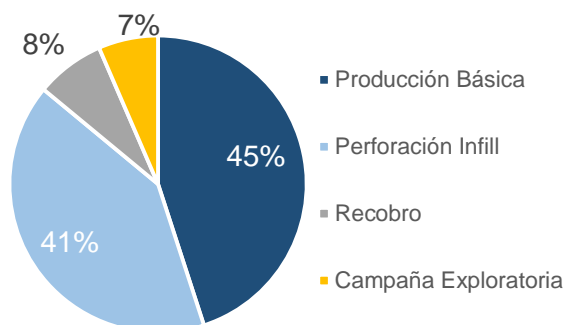
### Estrategia 2020 pone su mira en E&P

La Inversión de Grupo Ecopetrol registró un fuerte descenso tras dos años de un exitoso plan de transformación focalizado en la reducción de costos y la disciplina de capital. Hacia adelante, la **Estrategia Corporativa 2017-2020 de Ecopetrol está dirigida a incrementar las reservas y la producción de hidrocarburos**. Esta se basa principalmente en 4 factores: **1)** Recobro mejorado y proyectos infill; **2)** Desarrollo de No-Convencionales; **3)** Crecimiento inorgánico de reservas; y **4)** Exploración (crecimiento orgánico de reservas). En línea con lo anterior, la compañía busca incorporar 1.000 MM bpe de recursos contingentes hasta 2020, meta que consideramos como retadora por medio de la campaña exploratoria, por lo que para cumplir dicho objetivo se debería realizar una adquisición importante de reservas. Así mismo, Ecopetrol espera un Índice de Reemplazo de Reservas de por lo menos 100% en los próximos años, es decir, como mínimo renovar los barriles producidos.

Desde el punto de vista de la producción, las metas al 2020 dependen de los escenarios promedio del precio del petróleo, donde se plantean 3 casos: **1)** Precio del crudo a USD 50 por barril equivale a una producción objetivo de 760.000 bepd; **2)** Precio del crudo a USD 70 por barril equivale a una producción objetivo de 830.000 bepd; y **3)** Precio del crudo a USD 80 por barril equivale a una producción objetivo de 870.000 bepd. Cuando se mira la composición de la producción, llama la atención que el 86% provendría de producción básica (45%) y perforación infill (41%). Mientras tanto, el recobro tendría un peso de tan solo 7,5%, enfocado mayormente en recobro secundario (5,1%), y en menor grado con recobro terciario (2,4%). La campaña exploratoria aportaría el 6,5% de la meta de producción al 2020.

Por último, llama la atención que en la Estrategia Corporativa se menciona el potencial del offshore colombiano como la mejor opción para suministro de gas en Colombia en el largo plazo. En este sentido, Ecopetrol buscará aumentar la participación de gas en su estructura de producción teniendo en cuenta las perspectivas positivas en la demanda de este commodity. Desde el punto de vista de la inversión, concentraría el 90% del CAPEX en el segmento de Upstream (75% Producción y desarrollo + 15% Exploración), en línea con lo mencionado anteriormente en el informe.

Composición de producción en Estrategia 2020



# Contactos

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

### Gerencia de Inversiones

**Alejandro Pieschacon**

Director de Inversiones

[alejandropieschacon@casadebolsa.com.co](mailto:alejandropieschacon@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22724

### Análisis y Estrategia

**Juan David Ballén**

Director Análisis y Estrategia

[juanballen@casadebolsa.com.co](mailto:juanballen@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22622

**Angela Pinzón**

Analista de Renta Fija

[angela.pinzon@casadebolsa.com.co](mailto:angela.pinzon@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22814

**Diego Velásquez**

Analista de Renta Fija

[diego.velasquez@casadebolsa.com.co](mailto:diego.velasquez@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22710

**Omar Suarez**

Gerente de Renta Variable

[omar.suarez@casadebolsa.com.co](mailto:omar.suarez@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22619

**Roberto Carlos Paniagua**

Analista de Renta Variable

[roberto.paniagua@casadebolsa.com.co](mailto:roberto.paniagua@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22703

### Mesa Distribución

**Ricardo Herrera**

Vicepresidente Comercial

[ricardoherrera@casadebolsa.com.co](mailto:ricardoherrera@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 2226

**Guillermo A. Magdalena Buitrago**

Gerente Comercial Cali

[gmagdalena@casadebolsa.com.co](mailto:gmagdalena@casadebolsa.com.co)

Tel: (572) 898 06 00 Ext. 3881

**Juan Pablo Vélez**

Gerente Comercial Medellín

[jvelez@casadebolsa.com.co](mailto:jvelez@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22861

**John Alexander Jiménez**

Gerente Comercial Bogotá

[jjimenez@casadebolsa.com.co](mailto:jjimenez@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22721

### Renta Variable Corficolombiana

**Andrés Duarte Pérez**

Director de Renta Variable

[andres.duarte@corficolombiana.com](mailto:andres.duarte@corficolombiana.com)

Tel: (571) 286 33 00 Ext. 6163

**Luis Miguel Alcega Spadei**

Analista de Renta Variable

[luis.alcega@corficolombiana.com](mailto:luis.alcega@corficolombiana.com)

Tel: (571) 286 33 00 Ext. 6194

**Daniel Felipe Duarte Fandiño**

Analista de Renta Variable

[daniel.duarte@corficolombiana.com](mailto:daniel.duarte@corficolombiana.com)

Tel: (571) 286 33 00 Ext. 6193

### Mesa Institucional Acciones

**Alejandro Forero**

Head de acciones Institucional

[alejandroforero@casadebolsa.com.co](mailto:alejandroforero@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22843

**Juan Pablo Serrano**

Trader de acciones Institucional

[juanserrano@casadebolsa.com.co](mailto:juanserrano@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22630

### Mesa Institucional Renta Fija

**Enrique Fernando Cobos**

Gerente Mesa Institucional

[enriquecobos@casadebolsa.com.co](mailto:enriquecobos@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22717

**Ivette Cepeda**

Gerente Comercial

[i.cepeda@casadebolsa.com.co](mailto:i.cepeda@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 23624

**Adda Padilla**

Gerente Comercial

[addapadilla@casadebolsa.com.co](mailto:addapadilla@casadebolsa.com.co)

Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22607

# Advertencia

## Información de interés

### ADVERTENCIA

El presente informe fue elaborado por el área de Investigaciones Económicas de Corficolombiana S.A. ("Corficolombiana") y el área de Análisis y Estrategia de Casa de Bolsa S.A. Comisionista de Bolsa ("Casa de Bolsa"). Este informe y todo el material que incluye, no fue preparado para una presentación o publicación a terceros, ni para cumplir requerimiento legal alguno, incluyendo las disposiciones del mercado de valores. La información contenida en este informe está dirigida únicamente al destinatario de la misma y es para su uso exclusivo. Si el lector de este mensaje no es el destinatario del mismo, se le notifica que cualquier copia o distribución que se haga de éste se encuentra totalmente prohibida. Si usted ha recibido esta comunicación por error, por favor notifique inmediatamente al remitente. La información contenida en el presente documento es informativa e ilustrativa. Corficolombiana y Casa de Bolsa no son proveedores oficiales de precios y no extienden ninguna garantía explícita o implícita con respecto a la exactitud, calidad, confiabilidad, veracidad, integridad de la información presentada, de modo que Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna por los eventuales errores contenidos en ella. Las estimaciones y cálculos son meramente indicativos y están basados en asunciones, o en condiciones del mercado, que pueden variar sin aviso previo.

LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO FUE PREPARADA SIN CONSIDERAR LOS OBJETIVOS DE LOS INVERSIONISTAS, SU SITUACIÓN FINANCIERA O NECESIDADES INDIVIDUALES, POR CONSIGUIENTE, NINGUNA PARTE DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO PUEDE SER CONSIDERADA COMO UNA ASESORÍA, RECOMENDACIÓN U OPINIÓN ACERCA DE INVERSIONES, LA COMPRA O VENTA DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS O LA CONFIRMACIÓN PARA CUALQUIER TRANSACCIÓN. LA REFERENCIA A UN DETERMINADO VALOR NO CONSTITUYE CERTIFICACIÓN SOBRE SU BONDAD O SOLVENCIA DEL EMISOR, NI GARANTÍA DE SU RENTABILIDAD. 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.

El presente informe no representa una oferta ni solicitud de compra o venta de ningún valor y/o instrumento financiero y tampoco es un compromiso por parte de Corficolombiana y/o Casa de Bolsa de entrar en cualquier tipo de transacción. Corficolombiana y Casa de Bolsa no asumen responsabilidad alguna frente a terceros por los perjuicios originados en la difusión o el uso de la información contenida en el presente documento.

### Certificación del analista

EL(LOS) ANALISTA(S) QUE PARTICIPÓ(ARON) EN LA ELABORACIÓN DE ESTE INFORME CERTIFICA(N) QUE LAS OPINIONES EXPRESADAS REFLEJAN SU OPINIÓN PERSONAL Y SE HACEN CON BASE EN UN ANÁLISIS TÉCNICO Y FUNDAMENTAL DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA, Y 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.

### Información de interés

Algún o algunos miembros del equipo que participó en la realización de este informe posee(n) inversiones en alguno de los emisores sobre los que está efectuando el análisis presentado en este informe, en consecuencia, el posible conflicto de interés que podría presentarse se administrará conforme las disposiciones contenidas en el Código de Ética aplicable.

CORFICOLOMBIANA Y CASA DE BOLSA O ALGUNA DE SUS FILIALES HA TENIDO, TIENE O POSIBLEMENTE TENDRÁ INVERSIONES EN ACTIVOS EMITIDOS POR ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O SUS FILIALES, DE IGUAL FORMA, ES POSIBLE QUE SUS FUNCIONARIOS HAYAN PARTICIPADO, PARTICIPEN O PARTICIPARÁN EN LA JUNTA DIRECTIVA DE TALES EMISORES.

Las acciones de Corficolombiana se encuentran inscritas en el RNVE y cotizan en la Bolsa de Valores de Colombia, por lo tanto algunos de los emisores a los que se hace referencia en este informe han, son o podrían ser accionistas de Corficolombiana. Corficolombiana hace parte del programa de creadores de mercado del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, razón por la cual mantiene inversiones en títulos de deuda pública, de igual forma, Casa de Bolsa mantiene este tipo de inversiones dentro de su portafolio.

ALGUNO DE LOS EMISORES MENCIONADOS EN ESTE INFORME, SU MATRIZ O ALGUNA DE SUS FILIALES HAN SIDO, SON O POSIBLEMENTE SERÁN CLIENTES DE CORFICOLOMBIANA, CASA DE BOLSA, O ALGUNA DE SUS FILIALES.

**Corficolombiana y Casa de Bolsa son empresas controladas directa o indirectamente por Grupo Aval Acciones y Valores S.A.**