

La publicación de resultados 4T18 por parte de Ecopetrol evidencia que la compañía continúa recuperándose, por lo que los consideramos **POSITIVOS**. La utilidad de Ecopetrol para 4T18 fue de COP 2,65 billones, con lo que la utilidad anual se ubicó en 11,56 billones. Este resultado fue considerablemente menor a nuestra estimación de 13 billones para la utilidad anual debido a la sobreestimación de la devolución de impairment (prueba de deterioro), quitando este efecto, la utilidad de Ecopetrol habría sido cercana a los 11,78 billones, en línea con nuestra estimación sin impairment de 11,71 billones. Por otra parte, el EBITDA 4T18 de 7,04 billones fue 15,5% inferior a nuestra estimación, en línea con el incremento de 12,42% T/T en el costo de ventas. Destacamos el margen EBITDA de 45% para el año, 3 p.p. superior al del año anterior, y el EBITDA de 30,80 billones, el más alto de la historia de la compañía sin ajustar por inflación. En este informe realizaremos un análisis de los resultados financieros de Grupo Ecopetrol y de cada uno de los segmentos en el 4T18 y en el año 2018, donde adicionalmente incluiremos un análisis sobre el Plan 2019-2021, nuestras perspectivas en términos de inversión, política de dividendos, apalancamiento, pruebas de deterioro, reservas y producción.

05 de marzo de 2019

A

A: Positivo; B: Neutral; C: Negativo
+/-: Sesgo

Hechos relevantes

• **Upstream (Exploración y Producción):** El precio promedio del petróleo Brent de 4T18 se ubicó en 68,1 dólares por barril (dpb), creciendo 6,02% A/A. A nivel trimestral se presentó un decrecimiento (-15,49% T/T), lo cual no ocurría desde 2T17. Teniendo que la tasa de cambio promedio del trimestre se devaluó 6,01% A/A y 7,01% T/T, las variaciones trimestral y anual del precio promedio en 4T18 fueron -4,09% T/T y 17,13% A/A. Mientras tanto, el precio del gas en dólares se mantuvo estable, con el precio promedio de 2018 decreciendo 1,32% A/A, y el de 4T18 creciendo 1,83% A/A. Aunque la cifra trimestral de precio promedio de la canasta de venta de gas creció 2,16% T/T, no esperamos que este crecimiento continúe, ni que el efecto del Fenómeno del Niño iniciado al cierre de 2018 vaya a ser mayor.

Mientras tanto la producción nacional de crudo y gas, de la que Ecopetrol participa en 68% y 76% aproximadamente, se ubicó en 877,47 kbped (miles de barriles de petróleo equivalente diario) y 1.016,33 mmpcd (millones de pies cúbicos diarios), creciendo 0,26% T/T y 1,86% A/A; y 4,03% T/T y 8,61% A/A respectivamente. De esta manera, **la empresa cumplió con la meta de producción de 720 kbped, mientras que incrementó el índice de reposición de reservas a 129% (126% en 2017), aumentando la vida media en años de 7,1 a 7,2 años. Mientras tanto, en Exploración, la compañía logró una tasa de éxito geológico de 46%.**

Información especie

Cifras en COP

Precio objetivo	3.000
Recomendación	Neutral
Market Cap (BN)	131,9
Ultimo Precio	3.210
YTD	21%
Dividend Yield	2,8%
Participación Colcap	15,8%

Andrés Duarte

Director de Renta Variable
Corficolombiana

Roberto Paniagua
Analista Renta Variable
Corficolombiana

Omar Suarez
Gerente de Estrategia
Renta Variable
Casa de Bolsa

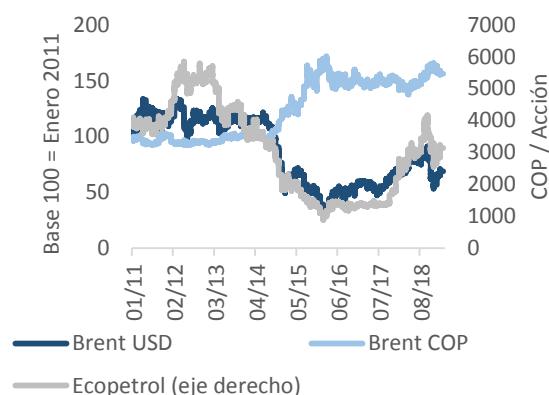
Ecopetrol | Entrega de Notas 4T18

Repotenciada le sigue apostando al recobro

• **Midstream (Transporte):** En transporte, además de lograr un margen EBITDA de 76,60% en 2018 (incrementando 226 pbs respecto a 2017), durante el año entró en operación el sistema San Fernando – Apiay, finalizando con éxito la ampliación de la infraestructura de transporte del P135 para hacer más robusto el sistema. En lo corrido del año, la estrategia de reversión por el Oleoducto Bicentenario completó 53 ciclos de reversión permitiendo reducir el impacto generado por los ataques y las válvulas ilícitas al Oleoducto Caño Limón-Coveñas.

• **Downstream (Refinación):** En la Refinería de Cartagena la carga promedio del año fue de 151,3 mil barriles por día, 11,5% más que el año anterior. La composición de la carga fue 77% crudo nacional y 23% importado, frente a un 50% de crudo nacional y 50% importado en 2017. Por otro lado, aun reconociendo la presencia de factores cuyo entendimiento requiere de un elevado nivel técnico, **el desempeño del segmento de refinación, con pérdidas netas de COP 1,32 billones anual y COP 1,09 billones trimestral, y márgenes EBITDA para los periodos correspondientes de 5,30% y 2,23% continúan pareciéndonos decepcionantes**, aún –y de hecho más- teniendo en cuenta el imparmente de COP 0,85 billones para 2018, pues implica una expectativa futura menos favorable. **Si omitimos el efecto del impairment, la utilidad operacional del año apenas llega a 90 mil millones (margen operacional de 0,24%), mientras que el margen bruto de 3,66% es considerablemente menor al 10,70% de 2015 y 7,98% de 2016, años durante los cuales no funcionó Reficar.**

Precio Acción y Commodity



Fuente: Ecopetrol. Cálculos: Corficolombiana

Resumen resultados financieros

COP Miles de MM

Ecopetrol

Cifras en COP miles de millones	4T18	4T17	3T18	Var % A/A	Var% T/T
Ingresos por ventas	18.314	15.363	17.876	19,2%	2,5%
Costos de ventas variables	7.413	5.500	6.342	34,8%	16,9%
Costos de ventas fijos	2.648	2.435	2.228	8,7%	18,9%
Costo de ventas	11.942	9.745	10.623	22,5%	12,4%
Utilidad bruta	6.372	5.618	7.253	13,4%	-12,1%
Gastos operacionales	1.382	1.402	1.600	-1,4%	-13,6%
Utilidad operacional	4.494	5.615	5.653	-20,0%	-20,5%
Utilidad neta controladora	2.647	3.427	2.775	-22,8%	-4,6%
EBITDA	7.042	5.778	7.997	21,9%	-11,9%

Cambio anual Cambio trimestral

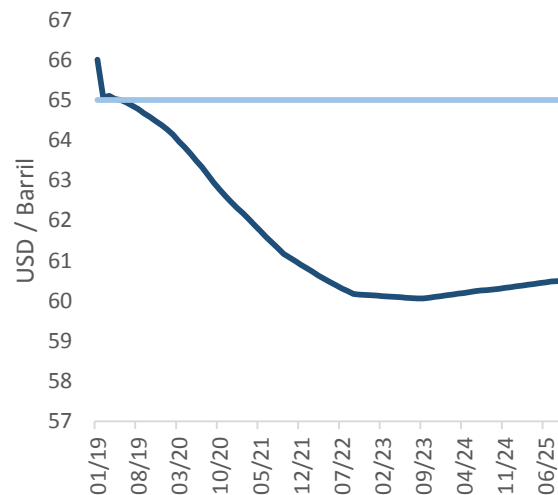
Margen Bruto	34,8%	36,6%	40,6%	-178 pbs	-578 pbs
Margen Operacional	24,5%	36,5%	31,6%	-1201 pbs	-708 pbs
Margen Neto	14,5%	22,3%	15,5%	-785 pbs	-107 pbs
Margen EBITDA	38,5%	37,6%	44,7%	84 pbs	-628 pbs

Superado 2018, ¿ahora qué?:

- Con la publicación de los resultados de Ecopetrol para 2018, un año que consideramos POSITIVO para la empresa, se completa la información requerida para hacer inferencias sobre el desempeño futuro de Ecopetrol bajo diferentes escenarios futuros (escenarios de precio básicamente), teniendo en cuenta que durante los últimos cinco años se presentó la parte descendente en el ciclo de los commodities, seguido de una recuperación parcial en los precios. Mientras tanto, Ecopetrol se repotenció a nivel de la eficiencia operativa, disciplina en la inversión, e integración de los diferentes segmentos, con Reficar completando su segundo año de operación. Teniendo en cuenta lo anterior, analizamos la razonabilidad del plan estratégico presentado por Ecopetrol junto con los resultados 4T18, utilizando como referencia algunos de los temas más importantes en nuestra opinión, como lo son: la política de dividendos, las pruebas de deterioro y las reservas.

- **El Plan:** Entre las metas operativas y financieras más relevante del Plan hacia el 2021 están: (i) alcanzar niveles de producción orgánica entre 750-770 kbped, (ii) crecimiento de reservas totales del Grupo Ecopetrol manteniendo el índice de reemplazo de reservas orgánico por encima del 100%, sin considerar efecto precio, (iii) viabilizar la carga óptima del sistema integrado de refinación a un nivel entre 370-400 kbpd, (iv) aumentar volúmenes transportados en línea con nuestra producción país, (v) invertir entre USD 12-15 mil millones que se reflejen en un nivel de retorno sobre el capital empleado por encima del 11% a precios del Plan, y (vi) sostener una robusta posición de caja y un apalancamiento óptimo que preserve el grado de inversión de la Compañía. El plan asume un precio de referencia de 65 USD/bl. Aunque esto puede cambiar, al cierre de febrero, los contratos futuros sobre la referencia Brent, no coinciden con el requerimiento de precio mínimo requerido por el plan.

Futuros Brent



Fuente: Bolsa de futuros de Chicago

En 2018 Ecopetrol superó lo planeado para 2020:

Evolución Plan al 2020		
	Meta al 2020	Avance al 2018
Adición de Reservas (MMBOE)	600	647
Expansión Internacional	Americas	Brasil: Bloques Saturno y Pau. México: Offshore. USA: Bloques USGoM
Flujo de Caja disponible (USD B)	4,8	7,1
Adición de Recursos Contingentes (MMBOE)	1000	972
Plan de Ahorro (USD B)	4,3	3,3
EBITDA Upstream / Barril (USD / Bl)	25	26
Deuda Bruta / EBITDA (x)	2,5 - 3x	1,2x

B: Billones. Fuente: Ecopetrol.

- **Upstream:** Nos concentramos en los elementos operativos que consideramos de mayor relevancia, teniendo en cuenta que la empresa aclara que los objetivos no incluyen el efecto precio en el caso de las reservas, ni la expansión inorgánica en general. El plan se enfoca en el crecimiento de reservas y producción apoyado en un estricto criterio de disciplina de capital, y la generación de eficiencias y protección de caja, apalancado en:

- **El aumento del programa de incremento de factor de recobro en los campos actuales de 19% en 2018 a 21% en 2021, lo que habilitaría una producción de GEE al 2021 de entre 750 – 770 kbped. Adicionalmente, el índice de reposición de reservas sin incluir el efecto de precio será de 100%.**

- **No convencionales:** Ecopetrol ha destinado USD 500 millones en el periodo 2019 a 2021 para el desarrollo de pilotos cuya realización está sujeta a las decisiones del Gobierno en esa materia.

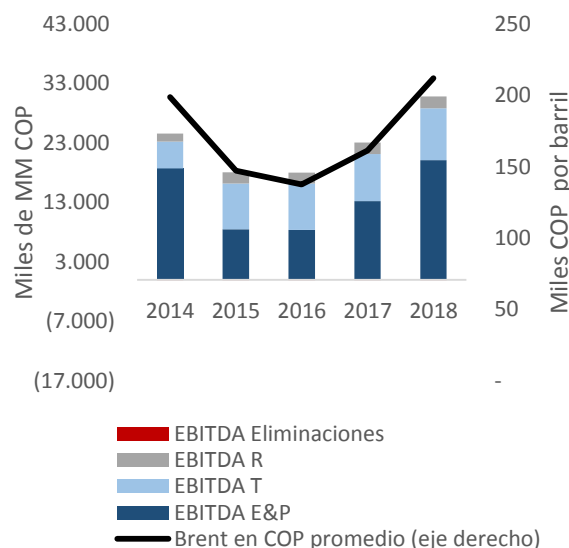
- **Adicionalmente:** Se cuenta con la diversificación del portafolio exploratorio en Colombia, la internacionalización de las operaciones, incluyendo negocios orgánicos e inorgánicos.

- **El éxito del plan depende del recobro mejorado.** No esperamos que antes de 2022 se tenga producción no convencional, especialmente porque lo que se tiene hasta ahora es una propuesta de la comisión de expertos en la materia para la realización de pilotos, que no es vinculante para el gobierno.

- **Midstream:** La actividad continuará siendo un importante generador de caja, con niveles de margen EBITDA estimados entre el 75% - 80%. Se anticipa que la demanda a mediano plazo de gas natural en Colombia seguirá creciendo, eventualmente excediendo la oferta existente a nivel local. En este contexto, Ecopetrol continuará con la maduración técnica y comercial necesaria para el desarrollo y puesta en producción de los recursos de gas del Caribe colombiano a mediano plazo, así como la búsqueda de potenciales socios estratégicos. También se abren oportunidades para desarrollar nuevas opciones de comercialización y trading de gas.

- **Vemos perfectamente viable que Midstream mantenga su elevado aporte al EBITDA y que se vea beneficiado de un incremento en la producción local de petróleo, así como una mayor demanda de gas en Colombia. Ahora bien, no esperamos que Ecopetrol incremente sus reservas de gas durante los siguientes tres años a partir del off-shore, que en la práctica requiere de niveles de precio muy elevados para ser considerados viables** (para que se desarrolle la infraestructura requerida para conectar el yacimiento con el consumidor).

Aporte al EBITDA por Segmentos



Fuente: Ecopetrol. Cálculos: Corficolombiana

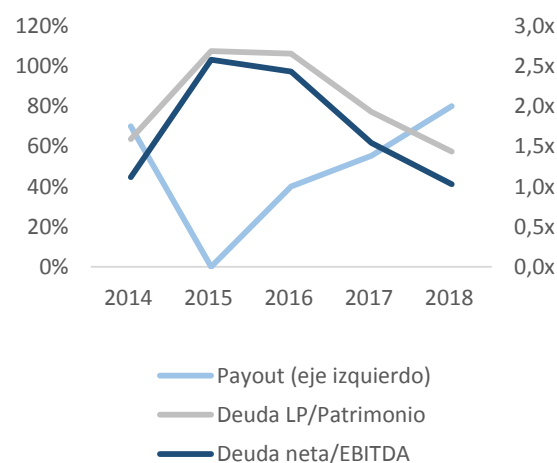
- **Downstream:** El segmento del Downstream se concentrará de 2019 a 2021 en el aprovechamiento y optimización de la infraestructura actual, con una carga de refinación esperada entre 370 y 400 kbpe, así como el incremento del margen bruto, que se proyecta oscile entre 12 y 15 USD/Bl. Lo anterior, gracias principalmente a la materialización de sinergias entre las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, y la captura de oportunidades de mercado asociadas a la regulación IMO (International Maritime Organization por sus siglas en inglés), la cual propende por el uso de combustibles con menor contenido de azufre en el transporte marítimo. **Ecopetrol busca viabilizar la carga óptima del sistema integrado de refinación a un nivel entre 370 y 400 kbpd.** Como veremos más adelante, **las recientes pruebas de deterioro y su resultante impairment, no parece coincidir con el cumplimiento de estos objetivos.**

- **Inversión:** La empresa espera invertir entre USD 12 y 15 mil millones (82% upstream, 8% midstream, 7% downstream y 3% otros), en 2019 espera invertir entre USD 3.500 y 4.000, 90% Exploración y Producción. El plan puede ser autofinanciado, y en todo caso, la posición de caja se deberá mantener robusta, con un endeudamiento (Deuda/EBITDA) de 1,5x (de 2017 a 2018 pasó de 1,9x a 1,2x). No vemos problemática esta inversión, pero sí debemos revisar algunos elementos puntuales clave para la compañía, de cara al cumplimiento de este plan estratégico.

- **La política de dividendos:** Durante los últimos años, la relación esperada de mayor endeudamiento en línea con una mayor distribución de dividendos, y viceversa, no se observa en Ecopetrol. Tanto la estructura de capital como la política de dividendos se mueven a partir de la generación de caja interna, que habiéndose recuperado y mientras presenta una fase de crecimiento, resulta en el prepago de la deuda (disminución de la deuda/EBITDA) y una mayor distribución de dividendos.

- El limitante un mayor endeudamiento de la empresa es el indicador de Deuda/ EBITDA, pero mientras no tenga proyectos de inversión e incremente la generación de caja, el indicador de endeudamiento continuará disminuyendo, más si se tiene en cuenta que el plan estratégico es autofinanciable. La holgura de caja puede disminuir en caso de que el escenario de precios base no se cumpla, lo cual parece ser el caso de acuerdo con la curva forward actual, así como el supuesto de un payout de 60%, toda vez que fue de 80% para las utilidades de 2018, lo que en la práctica se constituye en un incumplimiento de la política.

Payout y razones de endeudamiento



Fuente: Ecopetrol. Cálculos: Corficolombiana

- La política planteada para la distribución de las utilidades de 2016 fue el 40% de la utilidad neta antes de impairments, para 2017 se propuso como política distribuir entre el 40% y el 60% de la utilidad neta, y para 2018 se repartió el 80% de la utilidad neta ajustada (20% correspondiente a un dividendo extraordinario).
- Para los minoritarios, el constante cambio de la política de dividendos y su cumplimiento generan incertidumbre. Ahora bien, la compañía está en condiciones de repartir más dividendos aún luego de los prepagos realizados durante 2018. **Así las cosas, surge la inquietud respecto a la disponibilidad y calidad de suficientes proyectos de crecimiento inorgánico (y orgánico también).**
- **Las pruebas de deterioro:** Mientras que el incremento de 31,43% A/A en el precio de la referencia Brent utilizado para la certificación de reservas resultó en un aporte de 39,41% a la adición de reservas de 2018, y representó 7,01% de las reservas totales al cierre del año, sin esta revisión, las reservas totales habrían disminuido 3,19%, en vez de aumentar 4,10% A/A. Mientras tanto, la devolución de impairment de Upstream por 736,8 mil millones, que afectó a las inversiones en asociadas y a los recursos naturales en el balance, representó 2,96% del total de estas cuentas en 2018, y aportó 3,25 p.p. en el crecimiento de 10,08% A/A que presentó el total de estas.
- Hay que destacar que el escenario de precios afectó mucho menos al activo que a las reservas, pues las reservas se certificaron con un precio promedio Brent de USD 72,2 y una tasa de descuento de 10% fija en USD, mientras que el impairment devuelto tiene en cuenta las expectativas y diferentes escenarios futuros, por lo que el futuro no parece tan promisorio como lo indicaría la evolución de las reservas.
- En esta misma línea, del impairment por 1,06 billones a Downstream, preocupa: **i)** expectativas del mercado del impacto que tendrá la implementación de la regulación MARPOL (Convenio Internacional para la prevención por la contaminación por los Buques) sobre la proyección de márgenes de productos refinados; y **ii)** el diferencial de crudos livianos y pesados que sirven como materia prima, pues evidencian un escaso margen de intermediación en una actividad que consiste precisamente en obtener un margen por realizar la refinación; **iii)** el hecho de que dentro de la explicación de la devolución del impairment de 2017 para el segmento de refinación está “una mayor certidumbre en los márgenes de refinación producto de la ratificación del convenio internacional para prevenir la contaminación ocasionada por los buques (Marpol) a partir de 2020”, y finalmente; **iv)** mientras el impairment reconoce un deterioro esperado en márgenes, el plan estratégico cuenta con el incremento en el margen bruto de Downstream.

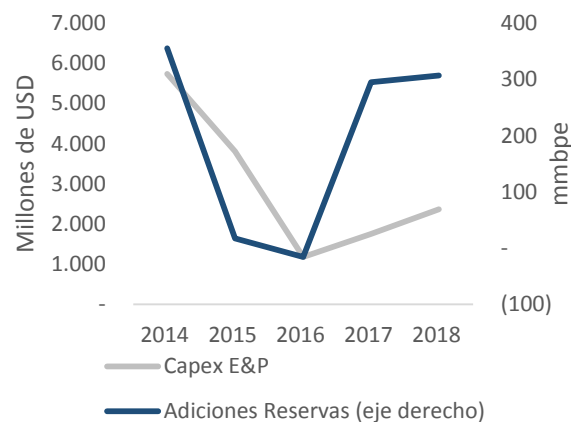
- **Las reservas y el recobro:** Como mencionamos atrás, mientras que el precio promedio de referencia para la certificación de reservas para 2018 creció 31,4% A/A, el tamaño de las revisiones por concepto del precio disminuyó 30,45% A/A ubicándose en 121 mmbpe, por lo que pareciera que con los campos actuales como referencia, los incrementos vía revisiones serán marginales y decrecientes, ante incrementos marginales en el precio de referencia. Pero este precio no parece incrementar en 2019, sino por el contrario disminuir, por lo cual la revisión podría implicar una disminución en las reservas.

- Sin embargo, la empresa es clara respecto al hecho de que la adición de reservas va a depender más del recobro mejorado, y no va a tener en cuenta el efecto del precio. En este sentido, tanto la producción como las reservas dependerán de la evolución del recobro mejorado.

- Los 129 mmbpe adicionados a las reservas por cuenta del recobro mejorado, aportaron 42,02% a la adición total de reservas, y crecieron 76,71% A/A respecto a la adición de reservas por cuenta del recobro el año anterior. Teniendo en cuenta el CAPEX esperado de producción de 2.074,5 millones de dólares para 2019 disminuye 3,5% respecto al año anterior, el incremento en el factor de recobro y en los campos con programas de recobro mejorado en funcionamiento debe estar siendo justificado más por programas en curso en este momento. Según esto, asumiendo que el efecto precio no genera revisión de reservas, la producción neta del año será de 240.5 mmbpe (partiendo de una producción bruta de 725 kbped que se infiere en el plan de inversiones para 2019), y una adición de 57 mmbpe por concepto de extensiones y descubrimientos, el aporte del recobro mejorado deberá incrementar 42,77% a/a (184,17 mmbpe), para lo cual se requeriría de un CAPEX de USD 3.067 millones (de acuerdo con la relación entre CAPEX de producción y recobro de 2018).

- De 2017 a 2018, la producción correspondiente a la aplicación de técnicas de recobro mejorado pasó del 13% del total al 23% del total. Para cumplir con los objetivos planteados, la empresa deberá continuar con esta senda, e incrementar el factor de recobro igualmente. Seguramente el compromiso relacionado con el recobro a nivel de reservas (y producción) corresponde al escenario base de Ecopetrol, pues el cumplimiento del plan estratégico depende de esto.

Capex y adición de reservas



Fuente: Ecopetrol. Cálculos: Corficolombiana

- **Conclusiones:** 2018 fue un año positivo para Ecopetrol, empresa que superó un contexto muy complicado. La empresa les cumplió a todos sus accionistas, ayudándole al gobierno cuando más lo necesita, y respondiéndole a los minoritarios que han mantenido su confianza en la compañía. Reconocer esto es indispensable.
- El que la compañía establezca un precio de referencia para su plan, aclare que sus metas corresponden a lo que tiene hoy sin crecer inorgánicamente, y anuncie sus expectativas de producción y reservas (estas últimas sin el efecto precio), evidencian seriedad y el reconocimiento de la naturaleza incierta del sector.
- Ahora bien, contando con el positivo aporte de Midstream, que evidentemente se beneficiará de los requerimientos de gas del país y crecerá en línea con la producción de petróleo y gas en Colombia, y sin esperar demasiado de Downstream, el seguimiento al recobro mejorado (producción, factor de recobro, eficiencia del CAPEX destinado) se convierte en el catalizador de valor más importante de la empresa.

Gerencia de Inversiones

Mesa Distribución

Mesa Institucional Acciones

Alejandro Pieschacon

Director de Inversiones
alejandro.pieschacon@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22724

Ricardo Herrera

Vicepresidente Comercial
ricardo.herrera@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 2226

Alejandro Forero

Head de acciones Institucional
alejandfo.forero@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22843

Análisis y Estrategia

Juan David Ballén

Director Análisis y Estrategia
juan.ballen@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22622

Juan Pablo Vélez

Gerente Comercial Medellín
jvelez@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22861

Juan Pablo Serrano

Trader de acciones Institucional
juan.serrano@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22630

Diego Velásquez

Analista de Renta Fija
diego.velasquez@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22710

John Alexander Jiménez

Gerente Comercial Bogotá
jjimenez@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22721

Mesa Institucional Renta Fija

Enrique Fernando Cobos

Gerente Mesa Institucional
enrique.cobos@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22717

Santiago Clavijo

Practicante Renta Fija
santiago.clavijo@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22602

Ivette Cepeda

Gerente Comercial
i.cepeda@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 23624

Omar Suarez

Gerente Estrategia Renta Variable
omar.suarez@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22619

Adda Padilla

Gerente Comercial
adda.padilla@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22607

Juan Felipe D'luyz

Analista Junior Renta Variable
juan.dluyz@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22703

ADVERTENCIA

Este material no 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. El presente documento constituye la interpretación del mercado por parte del Área de Análisis y Estrategia. La información contenida se presume confiable pero Casa de Bolsa S.A. no garantiza que sea completa o totalmente precisa. En ese sentido la certeza o el alcance de la información pueden cambiar sin previo aviso y se distribuye únicamente con propósitos informativos. Las interpretaciones y/o decisiones que se tomen con base en este documento no son responsabilidad de Casa de Bolsa S.A. Este material no 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.