

Canacol Energy: Todo depende

INICIO DE COBERTURA | Julio 2018

INICIO DE COBERTURA | Canacol Energy: Todo depende

Canacol Energy Ltd. (BVC: CNEC) es una compañía del sector petróleo y gas establecida como corporación privada desde el año 2008, con casa matriz en Calgary, Canadá. La compañía se especializa en actividades de **exploración y producción (E&P)**, y concentra sus operaciones en Colombia y México. En Colombia, país en el cual se genera cerca del 90% de su ingreso operacional, los principales campos de operación de la compañía están ubicados en las cuencas del Magdalena bajo, Magdalena medio, los Llanos, y las regiones del Caguán y el Putumayo. Desde su nacimiento como corporación, Canacol ha recurrido al crecimiento inorgánico con frecuencia para sostener su expansión de actividades. A partir de 2018 la compañía ha decidido especializarse en actividades de E&P de gas.

De esta forma, iniciamos cobertura de Canacol Energy con un precio objetivo de COP\$10,867 para el cierre de junio de 2019, y una recomendación de “Comprar”. El potencial de valorización con respecto al cierre del 29 de junio de 2018 es de 13.2%. La valoración está basada en un modelo de flujos de caja descontados (FCD) y un modelo NAV (*net asset valuation*) de venta terminal de reservas. Proyectamos un múltiplo EV/Reservas promedio de US\$12.55/bepd, superior al promedio de sus pares (US\$9.42/bepd).

GASODUCTO DE PROMIGAS: Nuevas oportunidades de expansión

Canacol ha contratado con Promigas una obra de gasoducto que permitirá a la compañía entrar de lleno en el negocio de gas con un aumento de su producción cercano al 85%. Aunque compartimos el optimismo respecto al impulso que este gasoducto representará para los ingresos operacionales futuros de Canacol, la demora en la expedición de las licencias ambientales requeridas y el pequeño volumen de negocio que este gasoducto representa para Promigas relativo a sus ingresos totales, nos hace tomar una postura más conservadora con respecto a la entrada en funcionamiento del gasoducto, que estimamos ocurra solamente para el final del primer semestre de 2019, frente a la fecha inicialmente proyectada a diciembre 1 de 2018.

SOBREDEMANDA DE GAS: Hacia una nueva canasta energética

Desde hace ya seis años que Colombia se viene acercando peligrosamente a un escenario de sobredemanda de gas, a causa del rápido crecimiento del consumo doméstico de gas, y las fuertes limitaciones que muestra la oferta actual de gas para cubrir la demanda adicional. Adicionalmente, la coyuntura energética actual, específicamente después de los lamentables hechos ocurridos en la planta generadora de Hidroituango, plantea desafíos en cuanto a la capacidad de las plantas hidroeléctricas para abastecer la demanda energética del país. Estimamos muy probable que la producción de energía térmica aumente para cubrir esta potencial pérdida de capacidad, y que esto a su vez impacte positivamente en la demanda de gas y de otros hidrocarburos.

PRECIOS Y MARGENES: En busca de la estabilidad

A diferencia de lo que ocurría con la venta de crudo, la venta de gas no estará sujeta (o por lo menos solo parcialmente) a los movimientos en los precios *spot* de las materias primas. Como veremos más adelante, Canacol cuenta con una estructura de contratación de venta de gas *take or pay* que permite a la compañía fijar sus precios de venta por períodos de entre cinco y diez años con sus clientes. Estimamos que la mayor estabilidad de los ingresos operacionales de Canacol facilite a la empresa la planeación de nuevos proyectos de infraestructura y estructuración de su Capex de exploración y de producción en el largo plazo.

Por favor revise la Certificación del Analista y otras advertencias importantes que se encuentran en la última página del presente informe.

CNEC

COMPRA

Precio Objetivo Jun 2019 (COP) 10,867

Precio Cierre Jun. 29 (COP) 9,600

Potencial Valorización 13.2%

Sector

Exploración y
Producción de petróleo
& gas

Industria

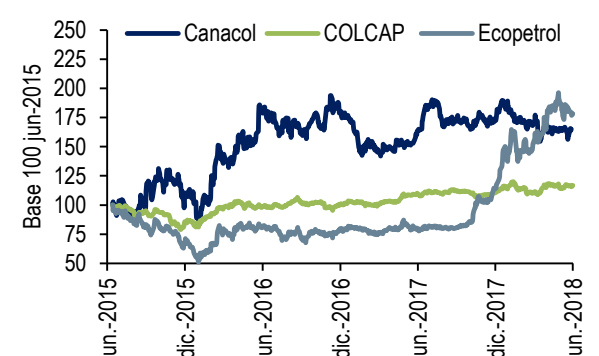
Petróleo & Gas

Ticker (Bloomberg)

CNEC	BVC
CNE	TSX
CNNEF	OTCQX

Precio de cierre 29-Jun.-18	\$ 9,600
52 Semanas Max	\$ 10,840
52 Semanas Min	\$ 8,810
Retorno YTD (25 - Jun.)	-14.44 %
Retorno 12 - Meses	-1.70 %
Capitalización Bursátil (COP MM)	\$ 1,699.05
Flotante (%)	72.75 %
Volumen Prom. Diario 1y (COP MM)	\$ 792.64

Gráfico 1. Acción de Canacol, Ecopetrol, e Índice Colcap



Fuente: Bloomberg. Cálculos: Corficolombiana

CONTENIDO	PÁG.
Contexto de la empresa	4
Factores clave de la valoración	10
Valoración	21
Riesgos	24
Referencias	28

Contactos

Daniel Duarte Fandiño
Analista de Renta Variable
Corficolombiana

Teléfono (+571) 2863300 ext. 6193

Correo: daniel.duarte@corficolombiana.com

Andrés Duarte Pérez
Director de Renta Variable
Corficolombiana

Teléfono (+571) 2863300 ext. 6163

Correo: andres.duarte@corficolombiana.com

Tabla 1. Balance General (miles de dólares estadounidenses USD)						
	2016	2017	2018E	2019E	2020E	2021E
Efectivo y Equivalentes	66,283	55,470	108,479	123,976	139,443	165,508
Cuentas por cobrar	34,617	50,411	70,390	102,085	114,872	117,804
Inventario	790	642	1,201	1,741	1,959	2,009
Activo Corriente	123,490	196,681	201,440	250,044	281,302	310,987
PPE	364,319	383,356	395,275	406,252	416,581	426,319
Activos E&P	144,328	43,867	74,178	103,404	132,137	160,413
Impuestos por recuperar	73,180	56,311	56,311	56,311	56,311	56,311
Activo No Corriente	664,018	499,762	541,992	582,196	621,256	659,272
Total Activo	787,508	696,443	743,433	832,240	902,559	970,258
Cuentas por pagar	32,438	59,739	23,892	28,242	31,577	34,497
Impuestos por pagar	15,195	8,663	8,663	12,507	10,136	9,796
Ingreso diferido	3,991	4,805	2,656	3,140	3,510	3,835
Pasivo Corriente	80,784	86,280	48,049	56,820	58,225	61,194
Deuda Bancaria	228,445	294,590	320,000	320,000	320,000	320,000
Lease Financiero	28,622	29,358	28,146	26,856	25,481	24,018
Pasivo No Corriente	330,338	371,021	395,219	393,929	392,554	391,091
Total Pasivo	411,122	457,301	443,268	450,749	450,780	452,284
Capital Ordinario	700,528	707,125	707,125	707,125	707,125	707,125
Utilidad Acumulada	-385,818	-533,847	-472,824	-391,498	-321,210	-255,015
Total Patrimonio	376,386	239,142	300,165	381,491	451,779	517,974
Total Pasivo + Patrimonio	787,508	696,443	743,433	832,240	902,559	970,258

Tabla 2. Estado de Pérdidas y Ganancias (miles de USD)						
	2016	2017	2018E	2019E	2020E	2021E
Ventas Totales	148,324	161,877	258,404	374,760	421,702	432,463
% Cambio	-3.5%	9.1%	59.6%	45.0%	12.5%	2.6%
Utilidad Bruta	126,948	131,594	198,354	287,670	323,703	331,964
% Cambio	32.9%	3.7%	50.7%	45.0%	12.5%	2.6%
Margen Bruto (%)	85.6%	81.3%	76.8%	76.8%	76.8%	76.8%
Gastos Operacionales (Opex)	110,414	214,243	109,768	129,754	145,075	158,494
Utilidad Operacional	16,534	-82,649	88,586	157,916	178,629	173,470
% Cambio	-126.4%	-599.9%	-207.2%	78.3%	13.1%	-2.9%
Margen Operacional (%)	11.1%	-51.1%	34.3%	42.1%	42.4%	40.1%
Gasto neto financiero	24,263	30,690	24,702	24,624	24,540	24,450
EBITDA	43,046	-46,873	136,356	214,899	245,673	251,523
% Cambio	-3358.5%	-208.9%	-390.9%	57.6%	14.3%	2.4%
Margen EBITDA (%)	29.0%	-29.0%	52.8%	57.3%	58.3%	58.2%
Utilidad Neta	23,638	-148,029	61,023	111,504	101,323	97,926
Margen Neto (%)	15.9%	-91.4%	23.6%	29.8%	24.0%	22.6%

Tabla 3. Ratios Deuda						
	2016	2017	2018E	2019E	2020E	2021E
Apalancamiento Financiero	2.09	2.91	2.48	2.18	2.00	1.87
Cobertura de Intereses	0.68	-2.69	3.59	6.41	7.28	7.09
Deuda / EBITDA	5.31	-6.28	2.35	1.49	1.30	1.27
Deuda Neta / EBITDA	3.77	-5.10	1.55	0.91	0.73	0.61
UPA (USD/acción)	-0.04	-0.42	0.22	0.47	0.54	0.52
UPA (COP/acción)	-113	-1,236	639	1,359	1,585	1,551
Elasticidad UPA a EBIT	1.04	1.02	1.00	1.00	1.00	1.00

Tabla 4. Principales Métricas de Valoración						
	2016	2017	2018E	2019E	2020E	2021E
P/E Ratio	-78.33	-7.59	15.24	8.00	6.86	7.01
P/E Ratio Fwd	-7.16	14.69	7.17	6.86	7.01	7.35
P/B Ratio	1.29	2.33	1.97	1.74	1.46	1.26
EV/EBITDA	15.08	-16.99	5.88	4.00	3.41	3.20
EV/EBITDA Fwd	-10.39	4.09	2.75	3.12	2.78	2.47
EV/Reservas 2P (USD)	12.78	9.42	12.96	12.82	12.69	12.55
P/S Ratio (USD)	3.28	3.44	2.29	1.77	1.56	1.50
Dividend Yield	N.A.	N.A.	N.A.	5.1%	4.7%	4.9%
ROE (%)	6.28%	-61.90%	20.33%	29.23%	22.43%	18.91%
ROA (%)	3.00%	-21.26%	8.21%	13.40%	11.23%	10.09%
Deuda/Patrimonio	60.69%	123.19%	106.61%	83.88%	70.83%	61.78%
Deuda Neta/Patrimonio	43.08%	99.99%	70.47%	51.38%	39.97%	29.83%

CANACOL ENERGY

Petróleo & Gas

COMPRAR

Precio Objetivo Jun 2019 (COP): 10,867

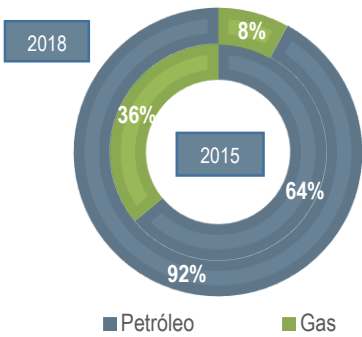
Precio Cierre Jun. 29 (COP): 9,600

Potencial Valorización 13.2%

Tabla 5. Perfil de la compañía

Canacol Energy Ltd. (CNEC) es una compañía dedicada a la exploración, producción, y desarrollo de reservas de hidrocarburos, en particular de gas natural. Sus operaciones están altamente concentradas en Colombia (donde se genera el 90% de su ingreso operacional), país en el cual se encuentran en proceso de liquidación de sus activos petroleros, de manera que puedan empezar a especializarse únicamente en producción de gas a partir de la segunda mitad de 2018.

Gráfico 2. Composición relativa de producción Canacol 2015-2018



Fuente: Canacol Energy. Cálculos: Corficolombiana

Tabla 6. Gerencia

Charle E. Gamba	CEO
Jason Bednar	CFO
Ravi Sharma	COO
Michael Hibberd	Presidente Junta Directiva
Stuart Hensman	Miembro Independiente
Dr. David Winter	Miembro Independiente
Greg Elliott	Miembro Independiente
Francisco Diaz	Miembro Independiente

www.canacolenergy.com

Tabla de contenido

I.	Contexto de la Empresa	4
	I.a. Todo depende...	4
	I.b. Propiedad	4
	I.c. Precio de la acción	5
	I.d. Precio internacional de referencia	5
	I.e. Comportamiento de reservas: motor de crecimiento	6
	I.f. Sector	7
	I.g. Presencia en Colombia	8
	I.h. Sobredemanda de gas	8
	I.i. Estrategia corporativa	9
II.	Factores Clave de la Valoración	10
	II.a. Eficiencia de Capex	10
	II.b. Meta de Capex 2018	11
	II.c. Deuda	12
	II.d. Impuestos	13
	II.e. Precios	14
	II.f. Escenarios de gasoducto de Promigas	15
	II.g. Costos	16
	II.h. Mercados de Canacol	17
	II.i. Estructura de capital y política de dividendos	18
	II.j. Cambio de línea de negocio	19
	II.k. Adquisiciones	20
III.	Valoración	21
	III.a. Descripción de parámetros	21
	III.b. Flujo del accionista	22
	III.c. Descuento de dividendos	22
	III.d. Valoración relativa	23
IV.	Riesgos	24
	IV.a. Jurídico (Contratos)	24
	IV.b. Suministro de gas	24
	IV.c. Dilución	26
	IV.d. Capitalización de mercado	27
	IV.e. Nuevos descubrimientos	27
V.	Referencias	28

I. CONTEXTO DE LA EMPRESA

TODO DEPENDE...

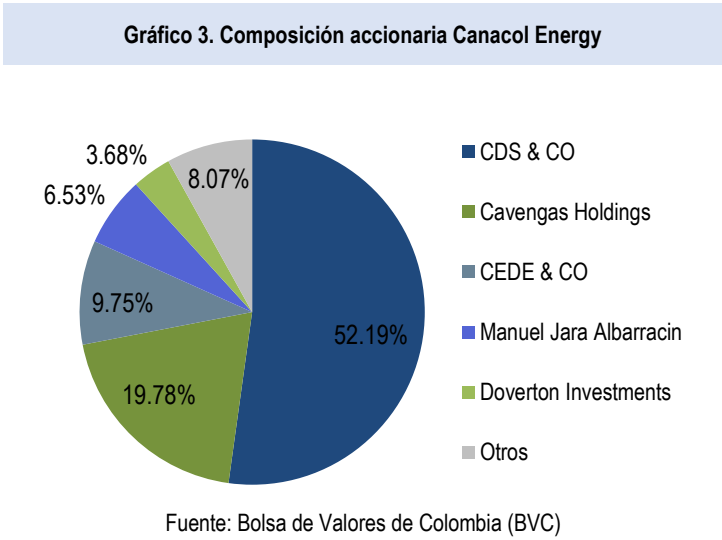
Como se ha anotado anteriormente, el destino de la operación de negocios de Canacol en el mediano plazo, se encuentra fuertemente ligado a la entrega del gasoducto de Promigas, que conectará la planta de procesamiento de Jobo con los principales puntos de demanda en la Costa Caribe.

Para esta valoración, tomamos como escenario base la entrega efectiva del gasoducto al final del primer trimestre de 2019 (cerca de cuatro meses después de la fecha pactada inicialmente), lo cual resulta en un precio objetivo de \$10,867. En el escenario en que hubiera seis meses adicionales de retraso en la entrega, el precio objetivo de la acción bajaría a \$10,553. Un año adicional de retraso llevaría la acción a \$9,954. En el peor de los escenarios (que el gasoducto no sea entregado y no se realice una ampliación alternativa en la capacidad de transporte), la empresa podría llegar a ver el precio de su acción en niveles cercanos a \$6,217 en el largo plazo, una caída considerable desde el nivel actual de \$9,600. Sin embargo, estimamos que este último escenario es altamente improbable, ya que la expectativa de un proyecto de envergadura similar se empezaría a gestionar ante un hipotético fracaso del proyecto original.

Estimamos que los precios de gas natural no tendrán un impacto sustancial en la operación de la empresa en el mediano plazo. Canacol ha suscrito el 77% de su producción incremental (100 millones de pies cúbicos diarios –MMpcd- del gasoducto de Promigas) en contratos con vigencia mayor a cinco años, lo cual implica una cobertura parcial a los movimientos de precios de las materias primas, así como a la incertidumbre que estos movimientos conllevan en términos de toma de decisiones de inversiones de capital. Bajo este esquema, Canacol también se permite tener un menor desgaste en el mantenimiento de un nivel de ventas y asegura la permanencia de sus clientes (que en su mayoría son empresas industriales y petroquímicas, cuyos requerimientos de gas natural son relativamente altos y estables) por el tiempo del contrato. Por su parte, los clientes se benefician en la medida que sus márgenes no se ven afectados por los movimientos de precios que conllevaría estar sujetos al precio *spot*.

PROPIEDAD

CDS&CO (Canadian Deposits Securities) mantiene el control mayoritario de la empresa con la propiedad del 52.19% del capital accionario. Su par norteamericano (CEDE&CO) también ostenta un porcentaje considerable (9.75%) de las acciones de la petrolera, y juntas componen el grueso de la inversión institucional en la compañía. Cavengas Holdings SRL participa en el 19.78% del capital accionario después de su última inversión por USD\$59.8 millones en la empresa (Gráfico 3).



Canacol se listó a mediados de 2008 en el Toronto Venture Exchange a través de un *reverse takeover*, una operación en la que una compañía privada adquiere una compañía pública con el fin de quedar listada en bolsa de manera automática. Posteriormente, Canacol empezó a cotizar en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC) en julio de 2010, en el Toronto Stock Exchange (TSX) en mayo de 2011, y en el OTCQX de Estados Unidos en febrero de 2014. La empresa cotiza bajo los símbolos de CNEC en la BVC, CNE en la TSX, y CNNEF en la OTCQX.

PRECIO DE LA ACCIÓN

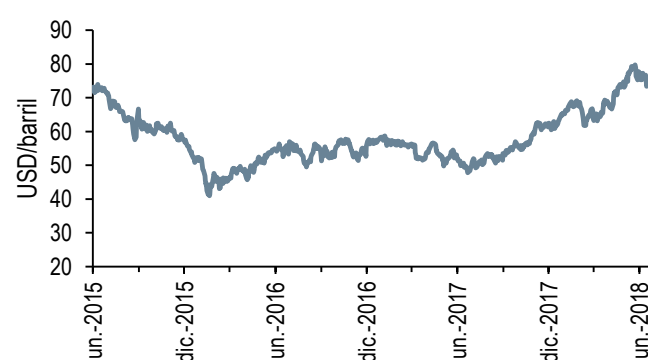
El precio de la acción de Canacol presenta en los últimos cinco años una mayor volatilidad que el índice COLCAP y el precio de la acción de Ecopetrol. En general, los títulos de las empresas petroleras presentan precios en bolsa más volátiles que el promedio de títulos en Colombia. No obstante, Ecopetrol fluctúa de manera relativamente uniforme al COLCAP; este no es el caso de Canacol.

Canacol y Ecopetrol pertenecen al mismo sector de la economía colombiana y realizan operaciones de E&P altamente similares. Sin embargo, las diferencias que se pueden observar en las fluctuaciones de sus precios accionarios se deben a factores idiosincráticos: **i)** la gran diferencia en tamaño (Canacol tiene una capitalización de mercado de tan sólo 1.69 billones de pesos, en comparación con la de Ecopetrol, que alcanza los 121.49 billones de pesos). Esta diferencia en tamaño hace de la acción de Canacol un título mucho más sensible a movimientos de variables externas como los precios internacionales de las materias primas, y a variables del orden macro que afectan la operación de la empresa, tales como tasas de impuestos y de regalías. **ii)** Canacol no cuenta con el respaldo del gobierno colombiano con que sí cuenta Ecopetrol. Este respaldo representa una sólida garantía de inversión para inversionistas institucionales y extranjeros (los más representativos en términos de volumen del mercado accionario colombiano), **iii)** Al ser Canacol una compañía dedicada exclusivamente al segmento de E&P (también conocido como *upstream*), es relativamente más sensible al ciclo de sus resultados exploratorios (medido esencialmente por la tasa de éxito en exploración). Canacol presenta de manera persistente tasas de éxito exploratorio más altas que el promedio del sector en Colombia, un factor que impulsó su precio accionario fuertemente en 2013, mientras el de Ecopetrol se mantuvo relativamente estable.

PRECIO INTERNACIONAL DE REFERENCIA

Actualmente los mercados internacionales de materias primas están pasando a la parte expansiva de su ciclo de precios, después de una fuerte caída iniciada en julio de 2014; este es el caso del precio internacional de crudo liviano Brent (Gráfico 4), que ha servido como referencia para la valoración relativa y la venta terminal de reservas de Canacol. De esta manera, las proyecciones de precios y múltiplos están estrechamente relacionadas con el comportamiento del precio del Brent.

Gráfico 4. Precio de referencia de crudo Brent



Fuente: Bloomberg. Cálculos: Corficolombiana

Sin embargo, debido a que la compañía planea liquidar todos sus activos petroleros en el primer semestre de 2018, y a que la mayor parte de las ventas de gas estarán asociadas a contratos con precios de venta fijos (ajustados por inflación anualmente), con un vencimiento promedio que supera los cinco años, consideramos que la exposición futura de Canacol a las fluctuaciones de los precios de materias primas será baja, y solo tendrá una incidencia

significativa en las decisiones de inversión de capital en exploración, más no así en la sostenibilidad ni rentabilidad operativa de la empresa, al menos en el mediano plazo.

Otro factor interesante, que veremos más adelante en profundidad, es la posibilidad de que la entrada en funcionamiento de la Regasificadora del Pacífico impacte la estructura de precios y la demanda de gas natural nacional. Estimamos que este proyecto no tendrá repercusiones significativas en la demanda de gas de Canacol ni en su estructura de precios, puesto que su precio de venta es 32% inferior al del gas natural importado (US\$4.75/Mpc y US\$7.00/Mpc respectivamente), y además la construcción de dicha Regasificadora también requerirá de nuevas redes de conexión, necesarias para llevar el gas al interior del país. Esto presionará al alza el precio final de gas importado.

COMPORTAMIENTO DE RESERVAS: MOTOR DE CRECIMIENTO DE LA COMPAÑÍA

Tabla 7. Reposición y años de reservas		
Año	IRR	Años de Reservas
2011	-14%	3.67
2012	337%	6.41
2013	28%	12.60
2014	356%	16.83
2015	897%*	21.79
2016	-8%	14.53
2017	188%	16.44
2018E	125%	13.43
2019E**	87%	7.84
2020E	85%	6.83
2021E	92%	6.61
2022E	99%	6.47
2023E	106%	6.41
2024E	115%	6.43
2025E	124%	6.54
2026E	133%	6.75
2027E	144%	7.06

* La compañía realizó una adquisición por valor total de US\$75 millones en este período, lo cual provocó un incremento inusualmente alto en las adiciones del año 2015.

** A partir del final de 1T19 estimamos el comienzo de la nueva producción asociada al nuevo gasoducto de Promigas.

En la Tabla 7 se resume el índice de reposición de reservas (IRR) y años promedio de reservas de Canacol. El IRR describe el porcentaje que las adiciones representan sobre la producción total, y es un indicador de la proporción de reservas consumidas que están siendo reemplazadas cada año por la empresa. Así mismo, los años de reservas representa el número de años que las reservas actuales podrían sostener el ritmo de producción de la empresa antes de agotarse totalmente.

Hasta el momento, Canacol ha registrado cifras de IRR y años de reservas bastante volátiles, si bien la tendencia ha sido creciente en el transcurso de esta década. Esta tendencia se ha presentado gracias a nuevos hallazgos y a adquisiciones de campos productivos a terceros. Observamos que en 2019 estos dos indicadores presentan una caída sensible. Esto se explica por la entrega del gasoducto de Promigas, una gran obra de transporte de gas en la Costa Atlántica que permitirá a Canacol aumentar su volumen de ventas en un 85%, y cuya entrada en funcionamiento proyectamos que se materialice para el final de 1T19. De esta manera, la base de producción sobre la cual se hacen los cálculos del IRR y los años de reservas, aumenta notablemente en 2019, y como consecuencia los porcentajes correspondientes de adición y reservas caen de manera estructural. Estimamos que la producción promedio ascienda desde 129 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) en 2018, a 205 MMpcd (36,000 bepd) en 2019, luego a 230 MMpcd en 2020 (100% de utilización del gasoducto de Promigas), y posteriormente se mantenga creciendo a una tasa mínima de 2% anual, por la dificultad que supone aumentar la capacidad de transporte en el corto plazo.

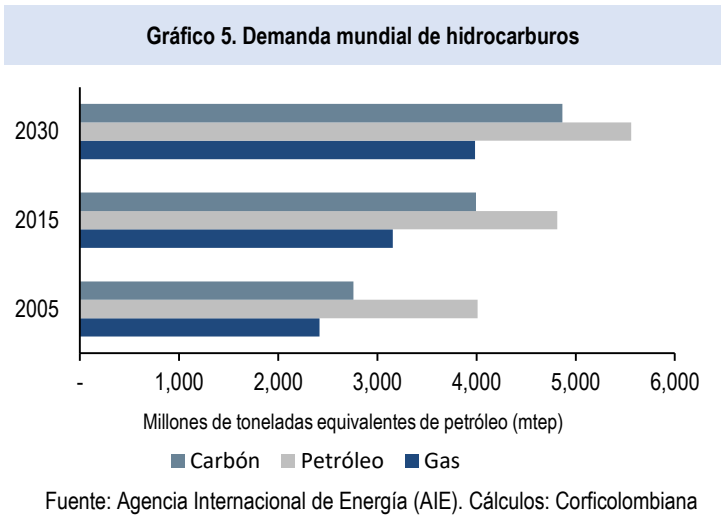
SECTOR

Una de las características más importantes del sector gas en Colombia es la regulación legal aplicable a la certificación de las reservas. A diferencia de lo que ocurre con las reservas de crudo, las reservas de gas deben contar con la capacidad de ser transportadas hasta su punto de venta para poder ser certificadas como tal¹. Es particularmente interesante el caso de las reservas de gas costa afuera de Ecopetrol, ubicadas en las cercanías a la Costa Atlántica colombiana. El volumen de dichas reservas bien podría representar la mitad de las reservas nacionales totales, pero al no contar con la infraestructura necesaria para su transporte a los puntos de demanda, no entran en el cálculo. Sin embargo, esto demuestra el gran potencial gasífero que tiene el país.

El desarrollo de la industria de gas natural en Colombia es relativamente reciente. Aunque en la década del 50 se empezó a utilizar gas de manera esporádica, fue solamente hacia el año 1977, con el desarrollo de grandes reservas de gas en La Guajira, que su uso se empezó a masificar en la economía colombiana. En 1986 el Gobierno Nacional inició su programa de “Gas para el cambio”, con el propósito de lograr la interconexión nacional y expandir el consumo de gas en las ciudades. Ecopetrol lideró esta iniciativa a partir de los años noventa, con la construcción de miles de kilómetros de gasoductos, que pasarían por el interior del país, los Llanos, La Guajira, y algunas regiones del suroccidente colombiano.

En 1997 se creó el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos para contribuir al acceso de las clases socioeconómicas más bajas del país al servicio de gas. En 2007 se suscribió un contrato de condiciones de compra y venta de gas natural entre Colombia y Venezuela para los siguientes 20 años. Allí participó Ecopetrol, Chevron, y PDVSA. Sin embargo, debido a la compleja situación política y económica que se ha presentado en Venezuela en los últimos años, la ejecución de este contrato se vio abruptamente interrumpida, y a la fecha no muestra señales de una pronta reanudación.

El consumo de gas natural presenta cierto grado de concentración en algunos sectores productivos de la economía colombiana. El sector termoeléctrico con 25.8% de consumo de la producción nacional de gas, el sector industrial con 23.1%, y el sector petrolero con 22.4%, alcanzan casi tres cuartas partes del total nacional. El sector residencial, que aporta la mayor cantidad de número de usuarios, también tiene una participación significativa de 13.1%.



Por otra parte, las dos fuentes de energía tradicional más usadas (petróleo y carbón) están desacelerándose, y se espera que en el largo plazo el gas natural presente tasas de crecimiento más altas que estos dos hidrocarburos (Gráfico 5). Lo anterior es en parte consecuencia de la mayor consciencia global hacia el uso de fuentes de energía más limpias.

Esperamos que para los siguientes cinco años aumente la demanda de gas natural por parte del sector petrolero, por cuenta del mayor consumo de gas que requerirán las técnicas de recobro mejorado que empezarán a desarrollar algunas de las empresas petroleras colombianas, en especial Ecopetrol.

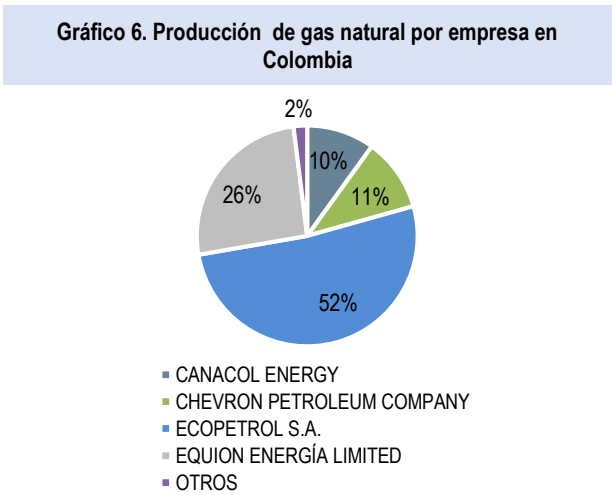
En el marco de las operaciones de E&P de las empresas petroleras, éstas requieren de energía (para cuya generación se utiliza un determinado volumen de gas, dependiendo de

las características geológicas del terreno y la profundidad del pozo). Adicionalmente, y como ya hemos resaltado, la producción y certificación de reservas a partir de programas de recobro mejorado implican un mayor consumo de gas.

Ecopetrol, que a cierre de 2017 producía alrededor de 590 kbepd (barriles equivalentes de petróleo diarios) de crudo (69% de la producción nacional de crudo para ese año), se encuentra en proceso de evaluación de técnicas más eficientes de recobro mejorado en cerca del 13% de sus pozos petroleros, y actualmente produce alrededor del 3% del total, a partir de estas técnicas.

Así mismo, y de acuerdo al Marco Estratégico de Largo Plazo (MELP), Ecopetrol planea aumentar su inversión en recobro mejorado a partir de este año, razón por la cual se espera un aumento sostenido en la demanda de gas nacional. Por otra parte, Colombia sigue siendo uno de los países productores de crudo con menores índices de recobro mejorado en el mundo, con un factor de recobro promedio de 19%. Esta cifra contrasta con el 35% al que llegan otros de los países productores de crudo. Esta es la razón principal por la que consideramos que aún existe gran potencial de crecimiento en demanda nacional de gas.

PRESENCIA EN COLOMBIA



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Cálculos: Corficolombiana

La producción total de gas de Canacol corresponde a un 10% de la producción nacional (Gráfico 6). Con la expansión propuesta del gasoducto de Promigas, se espera que la porción de mercado se incremente hasta 20%. Además, con la recomposición de la canasta de consumo energético que está favoreciendo con cada vez mayor fuerza el consumo de gas, se espera que estos porcentajes se traduzcan en mayores volúmenes de venta de gas para Canacol. De cierta forma, el cambio de línea de negocio de petróleo a gas corresponde a la tendencia que está mostrando un mercado con mayor conciencia medioambiental. Esperamos que parte del incremento en consumo de gas provenga de la desaceleración del consumo en crudo.

SOBREDEMANDA DE GAS

Estimamos que existen dos factores que provocarán una sobre demanda de gas en Colombia en el corto y mediano plazo:

- i) El desarrollo de técnicas de recobro mejorado, que empezarán a ser implementadas con mayor intensidad por las empresas petroleras del país (en especial Ecopetrol), y que requerirán de altos volúmenes de gas natural. Las diferentes técnicas de recobro mejorado requieren de la inyección de agua, químicos y gas a los pozos, preferiblemente antes de que éstos alcancen su etapa de declive de producción. Por otra parte, también se requiere de gas para el suministro energético que dichas técnicas consumen. Es importante recordar que la energía térmica utilizada en el recobro mejorado usa diferentes hidrocarburos, entre ellos gas natural.
- ii) La inundación del cuarto de máquinas en el complejo energético de Hidroituango (2400MW), cuya entrada en funcionamiento estaba proyectada para noviembre de 2018, y

ahora deberá someterse a trabajos de reconstrucción que esperamos retrasen en 24 meses la fecha de inicio de operaciones.

El efecto inicial es vía precios, debido a que la estructura de precios de electricidad establecidos por la CREG cuenta con la entrada en funcionamiento de esa planta. Adicionalmente, puede darse un efecto al alza en la demanda y el precio del gas en la medida en que se requiera los reguladores empiecen a reemplazar el cargo por capacidad que ya no puede surtir la planta.

Estimamos que el retraso de esta fuente de energía hídrica (Hidroituango) implique una sustitución parcial en favor de una mayor producción de energía térmica, por lo menos durante los años de retraso de la entrada en funcionamiento de la hidroeléctrica. La producción de energía térmica está basada en la generación de calor a partir de combustión de fósiles como gas natural, petróleo y carbón.

ESTRATEGIA CORPORATIVA

Canacol se encuentra actualmente en una coyuntura de reestructuración operacional, consistente en la liquidación de sus activos de crudo en Colombia. Lo anterior con el fin de dedicar sus recursos operativos exclusivamente a la exploración y producción de gas natural. Se espera que dicha transformación se complete en julio de 2018.

La compañía planea ejecutar su plan de desinversión de activos petroleros en el primer semestre de 2018, excepto por unos pocos activos estratégicos que mantendrá en su acervo, y otros que hacen parte de las obligaciones contractuales adquiridas con la ANH. Su participación de 25% (27.9% en el capital) en el contrato de producción incremental (CPI) en Ecuador se vendió en US\$36 millones de dólares, de los cuales USD\$30 millones ya fueron desembolsados y USD\$6 millones serán desembolsados en junio de 2019, de acuerdo a las condiciones de venta.

Canacol planea vender todos los bloques convencionales en Colombia, que representan cerca de 14 contratos en 7 campos de crudo, con una producción de 2,000 bepd (Nelson, Palmer y Clarinete en la Cuenca del Bajo Magdalena; Leono, Labrador, Pantro, Tigro y Maltés en la Cuenca de los Llanos en Colombia, entre los más importantes de ellos). Estos activos petroleros en Colombia parecen tener un alto interés por parte de competidores presentes en el mercado nacional. De hecho, Canacol ya ha firmado un acuerdo de exclusividad con un grupo interesado en la compra de todos los activos en venta. Nuestro escenario base es que la venta de activos se realizará a un único comprador en cualquier caso, ya que de lo contrario Canacol tendría que asumir el riesgo (sin prima de compensación) de que la operación se dilate demasiado y se deba renegociar a la baja los precios de estos activos.

Se encuentra en el interés de Canacol que la venta de dichos activos se realice a un único comprador, por razones de liquidez y de minimización de costos de transacción de la operación. Como hemos mencionado anteriormente, la compañía ya ha cerrado en junio de 2018 la venta de algunos de sus activos petroleros a New Arrow, grupo proveniente de la fusión entre Front Range Resources Ltd. y Arrow Exploration Ltd.

Canacol solo conservará sus bloques de crudo no convencionales (petróleo de esquisto ó *shale oil*), los cuales adquirió en sociedad con ConocoPhillips. Estos dos bloques están ubicados en el Valle Medio del Magdalena y tienen un alto potencial de extracción de crudo. Por otra parte, estos proyectos tendrían un potencial aún mayor si Conoco lograra obtener todos los permisos necesarios en el desarrollo del recurso. Las dificultades de Conoco para conseguir dicha licencia están relacionadas con la imposibilidad del uso de fracking (fractura hidráulica de la roca) en la región.

II. FACTORES CLAVE DE LA VALORACIÓN

EFICIENCIA DE CAPEX

Tabla 8. Resumen de Capex, Reservas y Adiciones Canacol Energy*						
Año	2017	2018E**	2019E	2020E	2021E	2022E
Capex Total	121,202,000	90,000,000	97,186,190	106,105,447	116,068,807	126,970,758
Reservas Iniciales	84,570,000	102,519,000	105,879,296	105,316,818	104,366,323	104,499,566
Producción Total	6,234,200	8,260,526	13,111,184	14,728,070	15,022,632	15,323,084
Reservas Finales	102,519,000	105,879,296	105,316,818	104,366,323	104,499,566	105,848,542
Adiciones	11,714,800	11,620,823	12,548,705	13,777,575	15,155,875	16,672,060

*Todas las cifras de reservas, producción y adiciones están dadas en barriles equivalentes (BOE) anuales. Cifras de Capex están dadas en dólares americanos (USD) anuales.

**A partir de 2018 datos de reservas incluyen únicamente gas natural.

La Tabla 8 resume las inversiones en capital (Capex) –incluidas adquisiciones- efectuadas por la empresa, así como su correspondencia en el nivel de reservas, producción, y adiciones en barriles equivalentes de petróleo (bep) anuales. El nivel de producción, si bien no está directamente determinado por el Capex, está limitado por la inversión que permite mantener la capacidad de renovación del acervo. En general, a mayor inversión en Capex de exploración, mayores adiciones a las reservas presenta la compañía al final de cada año. Hemos elaborado una regresión histórica entre Capex de exploración y adiciones desde el año 2010, y a partir de esta regresión hemos obtenido un **coeficiente de Capex exploración a adiciones de 0.30**. Este coeficiente se puede interpretar como la adición en barriles anuales a las reservas, por cada dólar (USD) invertido en exploración al año, incluyendo las adquisiciones (crecimiento inorgánico).

Tabla 9. Composición de Inversión en Capital Canacol Energy (USD anuales)						
Año	2017	2018E**	2019E	2020E	2021E	2022E
Capex Producción	69,283,000	51,446,923	55,554,783	60,397,160	65,787,890	71,659,768
Capex Exploración	51,919,000	38,553,077	41,631,407	45,708,287	50,280,917	55,310,990

Como ya hemos visto, las adiciones sólo están determinadas por el Capex exploratorio. De manera similar, el Capex de producción es aquella parte del gasto en capital que permite a la compañía cumplir con su meta de producción. Si bien Canacol ha tenido niveles históricamente altos de producción (incluso mayores a sus ventas), su mayor restricción ha estado en el transporte de gas, cuyo cumplimiento, como hemos señalado anteriormente, depende de la existencia de la infraestructura requerida. Para dicho propósito, Promigas ha jugado un rol determinante en la vida de Canacol. Consideramos que existe una **gran dependencia por parte de Canacol hacia Promigas**, lo cual puede ser una fuente de riesgo en futuros proyectos de conexión.

Considerando un leve incremento en el precio del gas para lo que resta de 2018 (ver gráfico 11 de futuros Henry Hub), y un **crecimiento promedio en Capex, tanto de exploración como de producción, equivalente a la tasa de crecimiento del PIB nominal proyectado de Colombia más 1% anual**, estimamos una producción en 2019 y 2020 de 35,921 bepd y 40,350 bepd respectivamente. Esta prima en la proyección de crecimiento en Capex por encima del crecimiento de la economía colombiana, está justificada por la rápida masificación de consumo de gas en un mercado emergente (y por tanto aún lejano de su punto de madurez) como el colombiano, y el reemplazo gradual del petróleo como fuente única de energía, una tendencia de orden global a la que Colombia no ha sido ajena.

De esta manera, **el crecimiento promedio del Capex para el período 2019-2024 se ubicará en 9.56% efectivo anual**, una cifra consistente tanto con el crecimiento proyectado de la economía colombiana, como con el crecimiento del consumo interno de gas. También hemos

proyectado el crecimiento del volumen de producción de gas en 2% anual posterior a la entrega del gasoducto de Promigas. Así dicho, proyectamos que la mayor parte del Capex de producción se destinará a la consolidación y mantenimiento de la infraestructura requerida para llevar la producción a los puntos de consumo. La existencia y disponibilidad de esta infraestructura es un requerimiento para que la empresa pueda certificar oficialmente las reservas provenientes de sus futuros hallazgos.

Por otra parte, el hecho de que la empresa tenga menores adiciones que producción en los próximos años implica que el nivel de reservas empezará a agotarse durante este tiempo. Sin embargo, estimamos que esta tendencia sea solamente temporal mientras se ajusta el nivel de producción con la nueva capacidad de transporte de gas proveniente de la entrega del gasoducto de Promigas, lo que a su vez resultará en mayores recursos disponibles para invertir. La entrada en funcionamiento de este gasoducto provocará un salto importante en la producción a partir del 1T19, antes de volver a normalizar sus tasas de crecimiento en los años siguientes, y ser alcanzada de nuevo por el nivel de adiciones, algo que estimamos ocurra a partir del año 2023.

Durante el 2017, la ejecución del Capex de Canacol se ubicó en US\$121 millones, un 36% por encima de su plan de gasto de capital de US\$89 millones. Esta divergencia se presentó en parte por la liquidación de la participación en inversiones en Ecuador.

Durante los últimos años, la empresa ha sido particularmente exitosa en el descubrimiento de nuevos pozos petroleros y gasíferos. **En 2017, la compañía perforó seis pozos de exploración con una tasa de éxito del 83%.** Si tenemos en cuenta que estos pozos de exploración son más grandes en volumen de producción que el promedio de los pozos existentes, esta cifra debería asegurar la capacidad de la compañía de transformar recursos exploratorios contingentes en reservas certificadas de manera rentable en el mediano plazo, y eventualmente en el largo plazo también.

Para describir con precisión el comportamiento de la producción de Canacol, es necesario tener en cuenta el cuello de botella que la empresa registra en el transporte y distribución de gas a los puntos de demanda. Actualmente la empresa tiene capacidad de procesamiento de gas de cerca de 200 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd); sin embargo, sólo tiene la capacidad de transportar entre 114 y 129 MMpcd con las instalaciones físicas que tiene a disposición al día de hoy. Además, para la utilización de la mayoría de estos canales de transporte la empresa depende operacionalmente de Promigas.

Por otra parte, y con los activos petroleros que Canacol mantendrá, la empresa ha suscrito contratos de ingreso en firme con Oleoducto Bicentenario de Colombia (OBC) y Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A. para el transporte de 550 bepd a US\$7.56/bepd y US\$2.97/bepd respectivamente. Estos contratos tienen vigencia hasta noviembre de 2025 y noviembre de 2028 respectivamente. Especialmente importante es que **esto implica una caja mínima garantizada para Canacol.**

META DE CAPEX 2018

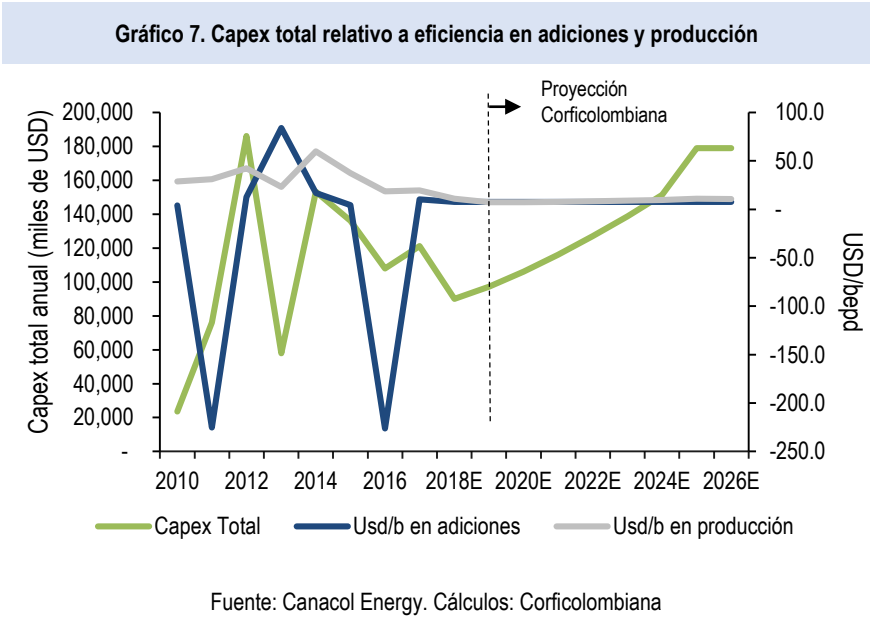
El presupuesto en gastos de capital de Canacol para 2018 (US\$80 millones) se repartirá en tres partes: 33 millones para inversión en perforación de nuevos pozos; entre ellos 7 pozos nuevos de gas. Con el desarrollo de estos pozos Canacol tendrá un potencial de producción de 300 MMpcd, si bien a la capacidad de transporte solamente llegará a 230 MMpcd al final de 1T19. La segunda parte consiste en la expansión de las instalaciones de tratamiento de gas, que costará cerca de US\$25 millones y es una obra que se ejecutará entre marzo y octubre de este año. Los restantes US\$22 millones corresponden a la adquisición de nueva sísmica 3D, una tecnología con potencial de aumentar el número de perforaciones de pozos en 2019 y 2020.

El Capex del año 2017 cerró en US\$121.2 millones. Para este año, de acuerdo a la Junta Directiva, el Capex debería descender a los US\$80 millones, pero 100% enfocado al sector gas. Sin embargo, estimamos que la inversión en capital sólo descenderá hasta US\$90 millones por cuenta de los nuevos incentivos a la producción de gas (provenientes de una mayor expectativa de generación de energía térmica) que afectarán la rentabilidad esperada de las actividades de exploración en el segundo semestre de 2018. Es importante recordar

que el gasoducto de Promigas no tendrá ninguna incidencia en el Capex, ya que éste se pagará a través de mayores gastos operacionales.

Tabla 10. Ratios Inversión en Capital (miles de USD)						
	2016	2017	2018E	2019E	2020E	2021E
Capex Neto	107,930	121,202	90,000	97,186	106,105	116,069
Depreciación	26,512	35,776	47,770	56,983	67,045	78,053
Capex Neto / Deprec	407%	339%	188%	171%	158%	149%
Ventas	148,324	161,877	258,404	374,760	421,702	432,463
Gastos Operativos (Opex)	110,414	214,243	109,768	129,754	145,075	158,494
Capex Neto / Ventas	73%	75%	35%	26%	25%	27%
Capex Neto / EBIT	653%	-147%	102%	62%	59%	67%
Capex Neto / Opex	98%	57%	82%	75%	73%	73%

Como se puede observar en la Tabla 10, el Capex experimenta caídas permanentes como proporción de todos los indicadores de ventas, costos, utilidad y depreciación. Esto se debe por una parte a la menor inversión en capital proyectada para 2018. Por otra parte, la entrada en funcionamiento del gasoducto de Promigas y de algunos activos de procesamiento y compresión de gas implican que la inversión en crecimiento se estará filtrando a la compañía en rubros de gasto operacional y arrendamiento financiero, respectivamente.



Así mismo, estimamos que el cambio en línea de negocio y la menor dependencia de las fluctuaciones en los precios internacionales de las materias primas tendrá un efecto positivo en el monto invertido por barril de adición y por barril de producción, cuyos ciclos experimentarán un proceso transitorio de suavización (*smoothing*) que conducirá a oscilaciones de estos indicadores comprendidas en el intervalo de entre sólo US\$7/bepd y US\$11/bepd a partir del próximo año (Gráfico 7).

DEUDA

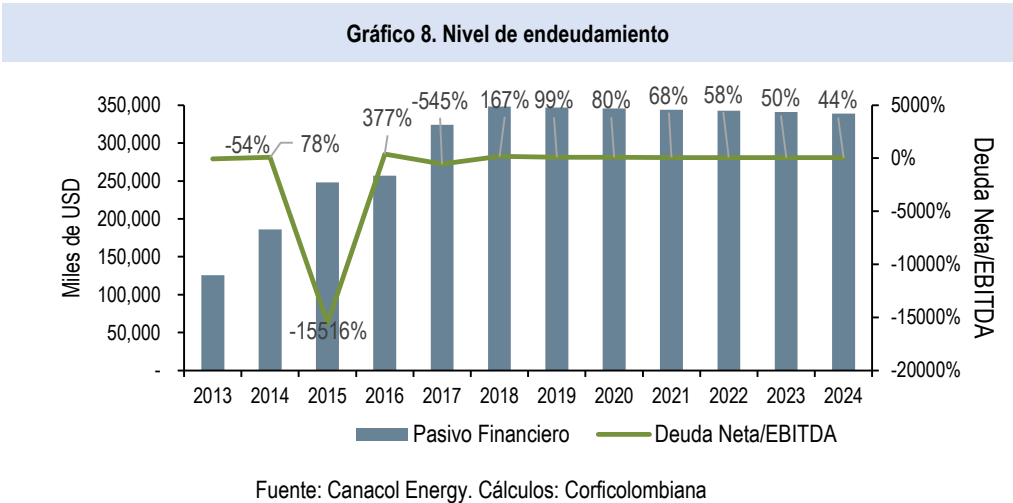
En mayo de 2018, Canacol ejecutó la conversión del total de su deuda en **bonos senior no garantizados (notas)**, en una colocación privada dirigida a compradores institucionales calificados en los Estados Unidos. A través de esta operación, la empresa ha logrado postergar el vencimiento de su deuda anterior, al mismo tiempo que reduce su gasto financiero. No menos importante es el hecho de que la empresa ya no requerirá mantener efectivo en una cuenta restringida, que sí requería bajo las condiciones del crédito anterior. El efectivo restringido habría alcanzado US\$25 millones al final de 2018 bajo las condiciones anteriores.

Anteriormente, Canacol contaba con una facilidad de crédito por US\$305 millones, sindicados con Credit Suisse, Citibank y Davivienda. Esta deuda otorgaba un período de gracia para capital hasta marzo de 2019, fecha a partir de la cual Canacol hubiera empezado a realizar pagos de amortización a capital trimestrales por US\$23.5 millones. Adicionalmente, la tasa de este crédito (LIBOR + 5.5%) estaba resultando altamente desfavorable para Canacol, como

resultado de los incrementos sostenidos que esta tasa de referencia ha venido mostrando en los últimos 15 meses.

En contraste, la nueva deuda de Canacol consiste en un principal de US\$320 millones, con tasa de interés fija de 7.25% anual pagaderos semestralmente. La amortización del principal se llevará a cabo en un único pago (*bullet maturity*) al vencimiento de las notas en mayo de 2025. La deuda estará garantizada por las subsidiarias de Canacol de manera total e incondicional. Con los fondos procedentes de esta deuda, Canacol saldará la totalidad de su crédito anterior, con un porcentaje de *rollover* sobre la nueva deuda del 95%. El 5% restante entrará a Capex para la financiación de actividades de expansión en su planta de procesamiento y campos de exploración gasífera.

Los niveles de deuda relativos a las principales métricas financieras de Canacol han experimentado cierta volatilidad en el tiempo. La fuerte caída del precio internacional del crudo que se inició en julio de 2014, y luego se profundizó durante todo el 2015, tuvo un efecto negativo en el apalancamiento de Canacol, que pasó de 0.78 veces en 2014 (Deuda Neta a EBITDA) a 3.77 en 2016 (Gráfico 8). Sin embargo, a medida que la compañía empezó a direccionar su operación a la exploración de gas, y se empezaron a firmar nuevos contratos de distribución de gas (cuyos ingresos son mucho menos volátiles que los de venta de crudo), el apalancamiento de la empresa comenzó a disminuir de nuevo.



A nivel de valoración, el bono *bullet* con principal pagadero a 2025 (posterior a nuestro año terminal de valoración, 2024) implica un ajuste en los flujos del accionista descontados, correspondiente a la sustracción del valor del principal de la deuda. Los pagos por intereses, que tienen lugar de manera semestral desde el momento de la emisión de la deuda, ya están descontados en los flujos del accionista.

IMPUESTOS

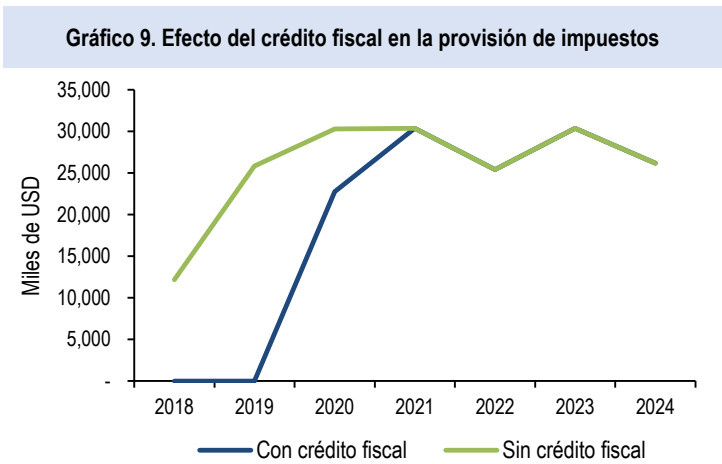
Para efectos fiscales, se entiende que las empresas que registran operaciones o activos fijos en territorio colombiano, están sujetas a la normativa tributaria nacional, sin perjuicio de otros tributos que pudiesen llegar a ser generados por actividades conexas en una jurisdicción diferente. Lo anterior aplica al caso particular de Canacol.

En lo referente a los impuestos de renta, Canacol está sujeto a 2018 a una tasa corporativa (incluida sobretasa del CREE) del 37% sobre utilidad antes de impuestos, con la única excepción de que cuando la base gravable por utilidad resulte inferior a la base gravable por renta presuntiva (correspondiente al 3.5% del patrimonio líquido), el impuesto a pagar en dicho período fiscal se calculará a partir de la renta presuntiva. Además, en el evento de registrar pérdidas en un año fiscal, Canacol podrá deducir dicha pérdida de la base gravable del año siguiente. Estas pérdidas se acumularán hasta perder su vigencia en un período de 12 años. Esperamos que Canacol aprovechará en su totalidad este beneficio tributario en los próximos cuatro años fiscales.

Al comienzo del año fiscal 2018, Canacol registra una pérdida fiscal acumulada (también llamada crédito fiscal) de US\$134.1 millones. El crédito fiscal proviene de pérdidas netas acumuladas en períodos anteriores y su cuantía es deducible de la base gravable de períodos futuros con utilidad positiva. Estimamos que este monto sea suficiente para reducir a cero las

bases gravables de la compañía en los años 2018 y 2019, e incluso cerca de una cuarta parte de la base gravable del año 2020 (permitiendo así un ahorro de US\$7.3 millones en impuestos para este año, sobre un total de US\$30.2 millones). Esto es una buena noticia para el flujo de caja de la compañía, que podrá aumentar sus tasas de reinversión y repartición de dividendos con facilidad a partir del año 2019, no sólo por el uso de estos recursos fiscales, sino también por el rápido incremento de las ventas de gas que se espera a partir de la entrega definitiva del gasoducto de Promigas.

El crédito fiscal aumenta el valor de la compañía en la medida que le permite deducir impuestos futuros con las contribuciones que había efectuado con anterioridad, en los años en los que sus impuestos fueron saldados en base a su renta presuntiva por presentar utilidades netas inferiores. De esta manera, la administración de impuestos regresa a la empresa la carga fiscal que le impuso en los tiempos malos (períodos con utilidades netas negativas) para que lo aproveche en los tiempos buenos (períodos con utilidades netas positivas).



Fuente: Canacol Energy. Cálculos: Corficolombiana

Como se ve en la Gráfica x, el crédito fiscal acumulado por Canacol actúa como un escudo fiscal hasta el año 2020, y permite a la compañía bajar su carga tributaria de manera considerable durante este tiempo. Es importante resaltar que esta tendencia podría verse retrasada si es que el gasoducto de Promigas tarda más en entrar en funcionamiento de lo que estimamos en nuestro escenario base (final del 1T19). Esto sucede porque se requiere que la compañía tenga utilidades netas positivas (y superiores a la base de renta presuntiva) para que pueda aprovechar plenamente el escudo fiscal.

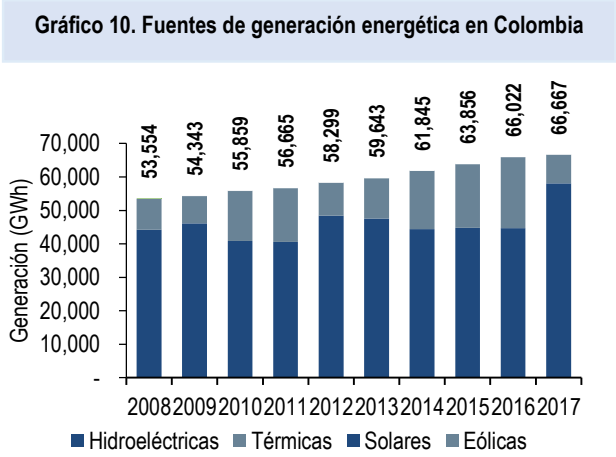
PRECIOS

El precio de gas fue proyectado a partir de los futuros de gas natural Henry Hub (Estados Unidos), más una prima que corresponde al spread del nivel de precios de distribución de gas en Colombia con respecto a los precios del Henry Hub.

Actualmente el 85% de los contratos de venta de gas de Canacol consiste en contratos en ingreso firme (contratos *take-or-pay*). El 15% restante consiste en contratos de ingreso variable, en la modalidad pague lo consumido. Lo anterior sumado al hecho de que el precio del gas tiende a ser mucho menos volátil que el precio del crudo, nos lleva a suponer una alta estabilidad de los ingresos operacionales de Canacol para los próximos años.

Si bien es cierto que la naturaleza cíclica del sector eléctrico le imprime alguna volatilidad a la demanda de gas, este es un sector que en Colombia genera beneficios relativamente estables en comparación con los de otras materias primas, como el carbón y el petróleo. Además, estimamos que las políticas medioambientales que están cobrando cada vez mayor relevancia en Colombia, no afectarán de manera significativa la demanda de gas, aunque sí generarán un alto nivel de conciencia ambiental en otros bienes conexos como el petróleo.

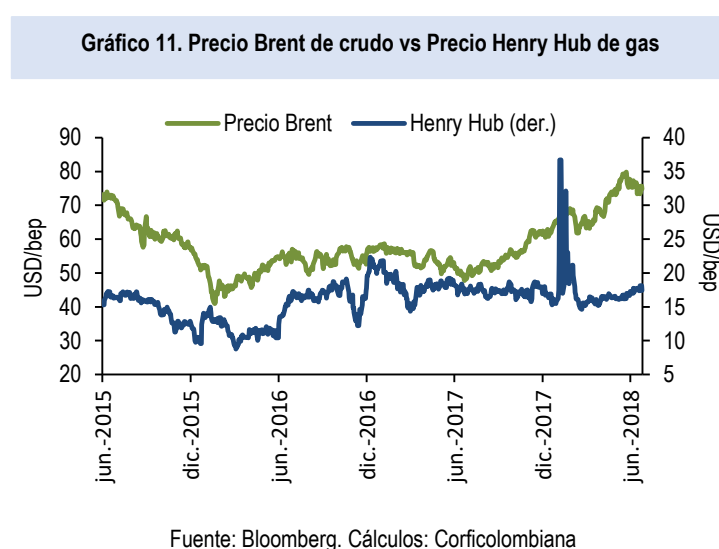
Tal como lo describimos en la sección I.h “Sobredemanda de gas”, el reciente colapso del complejo energético de Hidroituango jugará un papel fundamental en la composición de los precios de gas, pues la potencial energía faltante de este proyecto deberá ser suplida con otros métodos de generación, en particular métodos térmicos, cuyos requerimientos de combustibles fósiles son relativamente altos.



Fuente: XM. Cálculos: Corficolombiana

A pesar de lo anterior, esperamos que la interrupción de Hidroituango sea un fenómeno de corto plazo, en la medida que la planta será reconstruida en un tiempo estimado de 24 meses. A diferencia del ajuste en precios de gas, el ajuste en precios de energía se va a materializar independientemente de que se requiera de la electricidad de Hidroituango o no, dado que la estructura de precios nacionales de energía se elabora en función de los proyectos planeados para el futuro, como la eventual entrada en funcionamiento de Hidroituango.

En cualquier caso, con los datos de demanda de gas disponibles en la UPME, se aprecia que **la demanda de gas natural es inelástica a cambios en su precio spot**. La elasticidad precio de la demanda de gas es de 0.51, lo que implica que un aumento de 1% en el precio de gas equivale a una merma de 0.51% en la cantidad demandada de gas (es decir, reacciona menos que proporcionalmente).



ESCENARIOS DE GASODUCTO DE PROMIGAS

En noviembre de 2016 la empresa contrató con Promigas la extensión del gasoducto entre la planta de procesamiento de Jobo, Cartagena y Barranquilla, paralelo a una línea de flujo existente. Este contrato contempla un plazo de 18 meses para el trámite de los permisos ambientales expedidos por el Ministerio de Minas y Energía, y un plazo de 6 meses para la etapa de construcción. A mayo de 2018, Promigas ha indicado la recepción de la licencia ambiental correspondiente al primero de los dos tramos del gasoducto (Jobo-Cartagena), y espera recibir la licencia del segundo tramo (Cartagena-Barranquilla) a más tardar en el mes de julio de 2018. Solamente en este punto podría empezar la construcción del gasoducto, que en el mejor escenario se prolongaría hasta diciembre de 2018.

Estimamos una alta probabilidad de retraso en la entrega del gasoducto por cuenta de las demoras que se pueden presentar a lo largo de la cadena burocrática requerida para la expedición del permiso ambiental de la segunda etapa del gasoducto. Nuestro escenario base consiste en la entrega del gasoducto al final del 1T19. Promigas tiene un interés económico de cerca de US\$140,000 por día en tarifas de transporte de gas cobradas a Canacol. Además, la alta capacidad física y operativa de Promigas le permitiría acelerar el paso de la construcción en caso de ser requerido. Promigas cobrará a Canacol por volumen de gas transportado, a una tarifa de US\$1.40/Mpc (mil pies cúbicos).

La compañía ya ha negociado cuatro nuevos contratos “pague lo consumido” (*take-or-pay* en inglés) de venta de gas con clientes ubicados en Cartagena y Barranquilla. Estos contratos totalizan alrededor de 100 MMpc, y tienen una duración de entre cinco y diez años. Los precios de venta establecidos en estos contratos, junto con los precios de los contratos ya existentes, resultan en un precio promedio de venta de la futura capacidad de producción de Canacol (230 MMpc) de US\$4.75/Mpc. **El gas de Canacol se comercializa a un precio menor del que se comercializaría el gas importado en cualquier caso.**

Canacol cuenta actualmente con una capacidad de producción de gas mayor a la capacidad de transporte de gas. Esto significa que la compañía ha venido trabajando en diferentes obras de expansión de su red de gasoductos que le permitan liberar el cuello de botella que tiene en el transporte de sus insumos. Canacol finalizó la construcción de su gasoducto Sabanas en

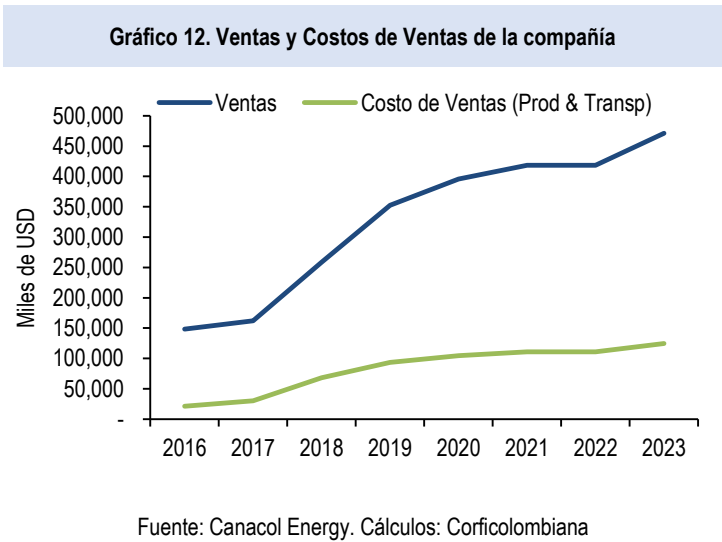
diciembre de 2017. Esta importante obra le permitió a la compañía aumentar su producción de 90 millones a 130 millones de pies cúbicos de gas diarios. En diciembre de 2018 se espera la segunda expansión del gasoducto de Promigas entre Jobo, Cartagena y Barranquilla, lo cual les permitirá aumentar su producción de gas hasta los 230 MMpcd. Los clientes de Canacol en Barranquilla y Cartagena se verán altamente beneficiados por la mayor oferta de gas que permitirá el gasoducto.

La entrega del gasoducto de Promigas está programada para el 1 de diciembre de 2018. La culminación de esta obra es de gran importancia para Canacol, puesto que la producción gasífera de la empresa se incrementará desde el nivel actual de producción de 129 MMpc hasta 230 MMpc. Para comenzar la construcción de este gasoducto, dividido en dos tramos (Jobo-Cartagena y Cartagena-Barranquilla).

Jurídicamente, Promigas cuenta con una prórroga de entrega de la obra de hasta cinco meses, contados desde la fecha inicialmente pactada (diciembre 1 de 2018). Canacol ha suscrito contratos de provisión de gas con clientes ubicados en la Costa Caribe, que utilizarán la nueva capacidad instalada. Si bien Canacol puede retrasar la provisión de gas a estos clientes de manera temporal, la compañía tiene un alto interés económico y de imagen corporativa en que estos contratos inicien lo más pronto posible. Por la significancia económica relativa al tamaño de la empresa que este negocio tiene en Promigas y Canacol, es razonable suponer una condición de desventaja para la Canacol en términos de poder de negociación.

COSTOS

La inversión en el gasoducto de Promigas será llevada a los libros de Canacol como gasto operacional (Opex). Si bien se podría argumentar que el aumento de producción correspondiente debe tener una contrapartida en el crecimiento de los activos de la compañía por concepto de una mayor inversión, este no es el caso que aplica al acuerdo suscrito entre Canacol y Promigas. La propiedad del gasoducto pertenece a Promigas (empresa que invertirá unos US\$200 millones en la construcción del gasoducto y registrara esta entrada de activos fijos en su balance), y Canacol se limitará a cancelar una tarifa “pague lo consumido” en función del volumen de gas transportado (US\$1.40/Mpc). Las tarifas de transporte de hidrocarburos se encuentran reguladas por la CREG, razón por la cual no esperamos que este costo sea una fuente de alta volatilidad para Canacol, y que solamente se ajuste anualmente con la inflación del país.



Por otra parte, separamos los costos variables de la empresa y estimamos su cuantía futura como margen de las ventas (Gráfico 12). **Durante los últimos cinco años, los costos de producción y transporte han ido perdiendo gradualmente participación como porcentaje de las ventas (desde 54% en 2013 hasta sólo 19% en 2017), lo cual habla de las mayores eficiencias operacionales y mejoras en la productividad de capital que ha logrado Canacol en Colombia.**

Los costos de producción y transporte (costo de ventas) llegaron a US\$6.25/bep (barril equivalente de petróleo) en 2017, frente a US\$4.21/bep en 2016. Aunque en 2017 se incrementó el costo de producción y transporte como porcentaje de los ingresos (subió a 19%

desde el 14% que reportó en 2016), consideramos que la empresa no tendrá mayor espacio de reducir esta cifra en los próximos años, teniendo en cuenta los siguientes factores: i) la entrada en operación del gasoducto de Promigas en 1T19, que transportará el 43% del gas total de Canacol, a un costo operacional de US\$7.98/bep, ii) la posibilidad de que el comienzo de los nuevos contratos de distribución de gas por 100MMpcd se retrasen y la empresa incurra en costos adicionales de producción y almacenamiento de manera temporal, iii) la necesidad de instalación de unidades adicionales de compresión en el ducto existente entre Jobo y Sincelejo.

El método de remuneración constante por capacidad transportada del gasoducto de Promigas contribuirá a una menor volatilidad de los costos de producción y transporte como porcentaje de las ventas. **Hemos proyectado que este porcentaje se mantendrá en el rango de 20.74% y 21.74% en los próximos seis años.** Nuestra estimación está fundamentada en la razón costo de ventas a ventas promedio de los últimos cuatro años (excluimos el dato *outlier* registrado en 2013) y en la mejora en productividad que ha registrado Canacol en Colombia, la cual hemos cuantificado en un descuento de 250 pbs sobre el promedio antes mencionado. Como ilustración de esta cifra, los resultados del 1T18 muestran que el margen de costo de ventas a ventas se ubicó en 21.19%, una cifra que ya se acerca al nivel de equilibrio que proyectamos en nuestro escenario base (entre 20.74% y 21.74%).

MERCADOS DE CANACOL

Canacol Energy centra su estrategia corporativa en la provisión de gas natural a empresas del sector industrial, petroquímico y termoeléctrico ubicadas en la costa Atlántica, y en las proximidades de los centros urbanos de Cartagena y Barranquilla. Aunque estos no son los únicos mercados de venta de gas para Canacol, representan un enfoque estratégico en la medida que el interior del país aún no se encuentra bien conectado con esta zona de gran desarrollo industrial. También es cierto que aunque el país tiene un gran potencial de reservas de gas costa afuera en la costa Atlántica, una buena parte de éstas requieren de una inversión en capital considerable para ser extraídas, en un tiempo que en el mejor de los casos llega a los cinco años. Tal es el caso de las reservas de Anadarko, que además requieren de un elevado precio del gas para que su comercialización sea económicamente viable. Por su parte, Ecopetrol aún no está asignando recursos de Capex para desarrollo de reservas de gas costa afuera, aunque también tiene un enorme potencial de reservas costa afuera.

Por otra parte, Canacol está considerando una posible incursión en el mercado de petróleo mexicano. Sin embargo, la prioridad de la corporación en este momento es liquidar la totalidad de los activos de petróleo convencionales en Colombia, y en la consecución de este objetivo, estimamos que Canacol solamente considere entrar en la subasta de contratos de exploración en México a partir del año 2019, dependiendo de las condiciones económicas y geológicas de los mismos. Consideramos alta la probabilidad de que este sea un proceso lento, teniendo en cuenta la alta tasa de éxito que la compañía ostenta actualmente en la Cuenca baja del Magdalena colombiano; esto pone en un alto nivel el costo de oportunidad de la incursión en proyectos de E&P en otras latitudes.

Los ingresos provenientes de la liquidación de los activos petroleros convencionales en Colombia serán invertidos en la perforación de nuevos pozos de gas. La meta de la compañía es llegar a una producción de 300 MMpcd en 2020, lo cual consideramos demasiado ambicioso desde el punto de vista de la verdadera capacidad de distribución de la empresa para dicho volumen de gas. Por otro lado, y al no ser Canacol una empresa de *midstream* (transporte), su cadena de generación de valor es altamente dependiente de contratos de *outsourcing* como los de Promigas. La capacidad de producción y procesamiento en la planta de Jobo bien podría situarse en niveles ya cercanos a los 300 MMpcd.

Canacol produce actualmente cerca del 10% del gas natural colombiano (120 MMpcd de cerca de 1100 MMpcd que produce el país). La meta de la empresa es llevar esta participación al 25% con la entrega del gasoducto de Promigas, y al 30% en 2021. Si bien nuestras estimaciones son menos optimistas que las de Canacol, es cierto que la compañía empezará a ganar mercado gradualmente por factores como el alto potencial de éxito exploratorio (en especial en regiones como el Valle inferior del Magdalena), alta productividad de sus activos

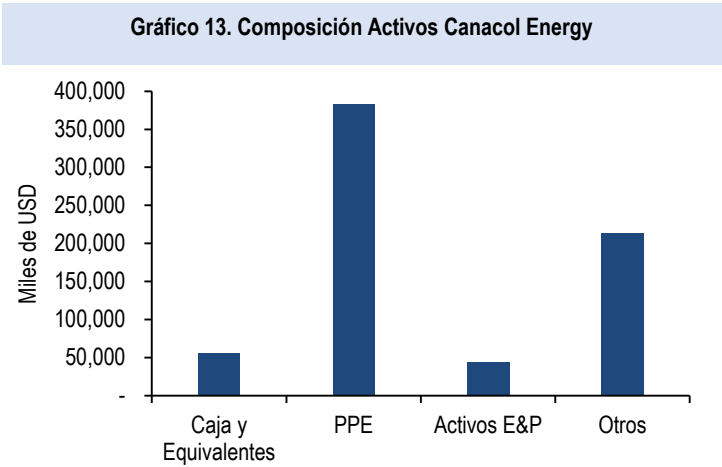
fijos y la aún larga vida útil de estos activos, además del ya enunciado aumento de los volúmenes de venta que sobrevendrá a partir del gasoducto de Promigas.

Los campos de gas de Ecopetrol, Chevron y Equión Energy son en su gran mayoría campos maduros; esto es, que ya han alcanzado la etapa final de su ciclo productivo y se encuentran en su fase de producción decreciente. El mercado de gas se encuentra bastante concentrado geográficamente y es un negocio que requiere un alta inversión en tiempo antes de desarrollarse completamente (**Canacol se inició oficialmente en el negocio de gas en 2012**), caso distinto al petróleo, que alcanza su etapa de perforación y extracción en un período de tiempo más corto, y además se puede transportar en medios móviles (carro tanques) con relativa facilidad; este no es el caso normal del gas, que solo puede ser transportado en medios móviles bajo unas estrictas condiciones de compresión y refrigeración.

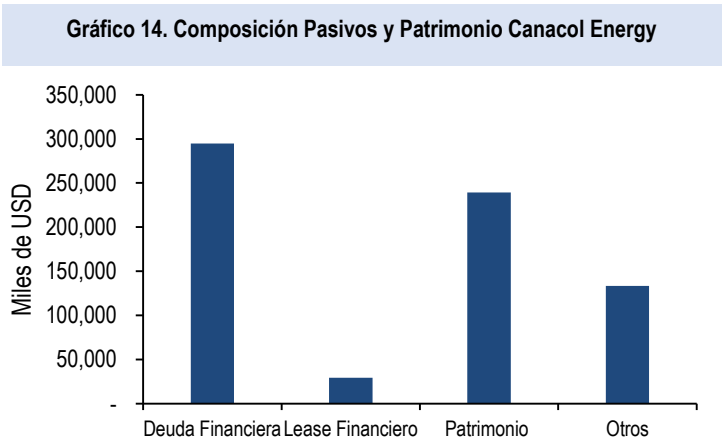
De acuerdo a las estimaciones de la compañía, Canacol cuenta con 3 tera pies cúbicos (Tpc) de potencial de nuevas reservas de gas en los cinco bloques con los que actualmente cuenta en Colombia. Esto es una cifra significativa si se le compara con las reservas 2P (probadas y probables) del país, que alcanzan cerca de 4.79 Tpc. De esta forma, **consideramos que Canacol juega un papel fundamental en la generación futura de reservas de gas para el país**, sobretudo en la coyuntura actual de decrecimiento de reservas gasíferas y maduración de los principales campos de exploración y producción.

ESTRUCTURA DE CAPITAL Y POLÍTICA DE DIVIDENDOS

La estructura de capital de Canacol se encuentra compuesta en 58.8% por deuda y en 41.2% por capital (sobre deuda y capital). El apalancamiento de la compañía se incrementó considerablemente en el último año a raíz de la nueva emisión de bonos de 2018 y la contratación de nuevos arrendamientos financieros asociados a los nuevos compresores en la planta de procesamiento de Jobo y la entrada en funcionamiento de la línea de flujo Sabanas.



Fuente: Canacol Energy



Fuente: Canacol Energy

Tabla 11. Cifras principales Pares de Canacol Energy (miles de USD, excepto múltiplos)						
	Activo corriente	Caja	Pasivos	Mkt Cap	P/VL	RPG
ATHABASCA OIL CORP	418,980	163,321	798,962	908,492	0.63	-
ADVANTAGE OIL & GAS TAMARACK VALLEY ENERGY	70,289	6,916	379,506	714,099	0.54	64.92
OBSIDIAN ENERGY LTD	43,709	0	433,954	937,296	1.20	-
CARDINAL ENERGY LTD	189,000	2,000	842,000	716,164	0.34	-
SURGE ENERGY INC	59,326	0	478,634	606,401	0.82	-
BONTERRA ENERGY CORP	49,210	0	455,937	556,800	0.72	47.25
YANGARRA RESOURCES	24,139	0	615,291	537,636	0.83	52.12
Promedio pares Canacol	29,812	0	170,275	452,977	2.08	17.84
CANACOL ENERGY LTD	110,558	21,530	521,820	678,733	0.90	45.54
	196,681	39,071	457,301	1,615,900	-	12.76

Fuente: Bloomberg. Cálculos: Corficolombiana

Por primera vez en su historia, Canacol ha anunciado la posibilidad de una repartición de dividendos a sus accionistas a partir de 2019. Con la entrada en funcionamiento del gasoducto y la venta de sus activos petroleros, esperamos que la empresa empiece a generar mayores flujos de caja de manera sostenida en el tiempo a partir de 2019. En especial, el presupuesto de gastos de capital que Canacol ha establecido para 2018 (US\$80 millones) resulta relativamente bajo para su nivel esperado de ingresos y producción, algo que como ya vimos, está estrechamente relacionado con el método de remuneración por el transporte de gas. Proyectamos que Canacol reparta dividendos que representen salidas de caja de entre US\$30 y US\$35 millones anuales. Esperamos que el dividendo por acción de COP\$490 estimado para 2019 crezca uniformemente con la inflación nacional anual desde este año en adelante.

CAMBIO DE LÍNEA DE NEGOCIO

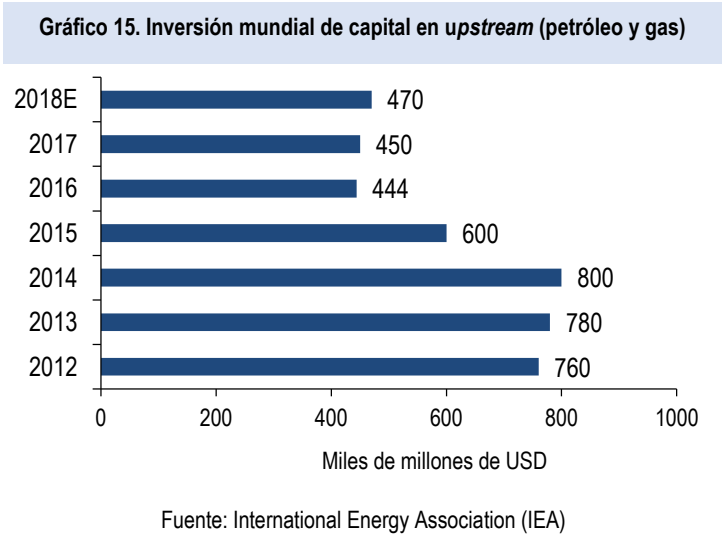
La especialización en una única actividad económica ha sido una tendencia que ha adquirido fuerza en el mundo durante las últimas dos décadas. En el caso colombiano también ha tenido gran acogida, y ha estado especialmente presente en sectores de alto ritmo de crecimiento en nuevas tecnologías, así como en sectores intensivos en el uso de capital. El sector de petróleo y gas también provee ejemplos ilustrativos en este respecto, como lo hemos visto en el caso de Canacol. El caso opuesto presenta Ecopetrol, que por su gran tamaño y alto nivel de integración vertical ha tendido a expandirse, tanto en *upstream*, *midstream* y *downstream*, así como en la incursión en nuevos mercados de materias primas.

Estimamos que la especialización en producción de gas trazada por Canacol Energy tendrá beneficios importantes en los márgenes de utilidad, y también permitirá a la compañía beneficiarse de mayores economías de escala. Por ejemplo, estimamos que el costo de producción y transporte (definido como costo de ventas por la naturaleza de la operación de Canacol y el hecho de que representa por lejos el rubro más grande de costos) aumente solo en proporción a los volúmenes adicionales de gas que se transportarán a través del nuevo gasoducto de Promigas. **Estimamos que la disponibilidad de esta nueva infraestructura, junto con la mayor experticia local en producción y el cambio permanente en la línea de negocio, contribuirá a la disminución del costo de ventas como porcentaje de las ventas (relativo a su promedio histórico de los últimos cuatro años) en 250 pbs. Así, esta razón alcanza un 23.24% en nuestro escenario base para la valoración.** Este porcentaje contrasta con el 25.74% y 31.48% que había promediado en los últimos cuatro y cinco años de operación, respectivamente.

Si bien **nuestro escenario base no comprende la posible participación de Canacol en activos de petróleo mexicano** (un proyecto cuyo potencial sólo se podría empezar a explotar hacia el año 2020), no hay duda que en el caso de producirse una incursión en este mercado por parte de Canacol, este nuevo escenario deberá ser balanceado con el costo de oportunidad mejorado (en términos de más altos márgenes y mayor experticia en el sector

gas) que esperamos Canacol ostente en dicho momento. En cualquier caso, la participación en ingresos del proyecto mexicano (si es que se llega realmente a concretar) no debería ser significativo en relación a los ingresos totales de la compañía.

A la fecha Canacol ya ha concluido exitosamente la venta de cuatro de sus bloques petroleros más importantes en Colombia (100% del Bloque Llanos-32, 100% del Bloque Oso Pardo en el Magdalena Medio, 40% del Bloque Mono Araña en el Magdalena Medio, y 10% del Bloque Capella en la Cuenca Cagúan del Putumayo). De esta manera, llega a Colombia la nueva petrolera Arrow Exploration Ltd., que concluyo recientemente adquisiciones de activos de crudo pesado y liviano en el país por un valor de US\$50 millones. Para la operación de venta, Canacol y Arrow suscribieron un contrato de adquisición de acciones de Carrao Energy de Panamá (subsidiaria de Canacol) por US\$40 millones (US\$20 millones pagados en efectivo y US\$20 millones en acciones ordinarias de Arrow).



Proyectamos que la inversión en actividades de E&P se mantendrá alta en Colombia en la medida que los precios de las materias primas continúen mostrando un buen comportamiento. La inversión mundial en *upstream* muestra una tendencia similar (Gráfico 15), y su aumento en 2018, si bien no será proporcional al aumento en los precios de referencia (por el rezago normal que existe en las variables de inversión), está en línea con nuestras expectativas para la empresa.

ADQUISICIONES

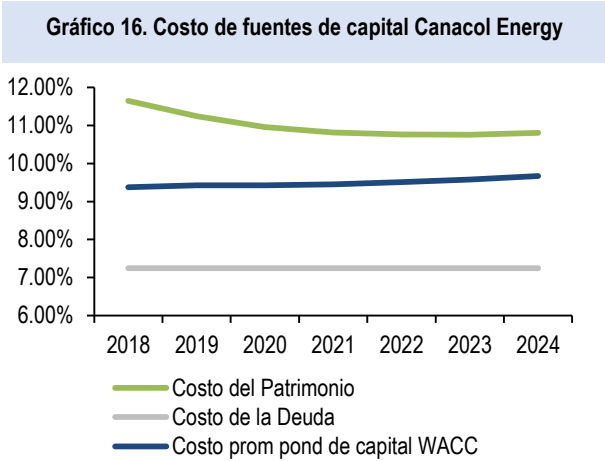
La empresa consideraría la adquisición de nuevos campos de exploración y tierras cercanas a sus operaciones, para lograr una capacidad operativa más amplia y aprovechar de economías de escala. Sin embargo, respecto a compra de otras empresas de producción de gas, no hay mucho que Canacol esté en capacidad financiera de adquirir (las empresas representativas de producción de gas en Colombia son Ecopetrol, Chevron y Equión, y son de mucho mayor tamaño que Canacol). **Con el precio de búsqueda y desarrollo de Canacol en US\$0.40/MMBtu** (millones de unidades térmicas británicas, por sus siglas en inglés), **tiene más sentido económico perforar pozos exploratorios que comprar reservas a un tercero a precios de mercado que oscilan entre US\$1/Mpc y US\$2/Mpc.**

III. VALORACIÓN

El modelo de valoración incluye los resultados presentados por la compañía con corte a 4T17 y contempla las expectativas actualizadas a mayo de 2018 sobre los nuevos contratos de distribución de gas que se produzcan a partir del gasoducto de Promigas en la Costa Caribe colombiana, además de todos los temas analizados hasta aquí.

DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS

- **Beta:** El beta consiste en las estimaciones de Aswath Damodaran² sobre el beta promedio de upstream en petróleo y gas. Consideramos que la aplicación de dicho método es consistente con la fórmula de cálculo del costo de capital, en cuanto permite ver el exceso de riesgo sectorial sobre el mercado accionario americano. Por otra parte, realizamos un comparativo de este método con el cálculo realizado a partir de diez empresas pertenecientes al sector de petróleo y gas, con un perfil similar a Canacol en términos de capitalización bursátil, ventas, y activos totales. Eliminando los valores máximos y mínimos del beta apalancado de estas empresas comparables, se obtiene un promedio de la industria correspondiente al perfil de riesgo de Canacol.
- **WACC:** El costo promedio ponderado del capital se mantiene relativamente estable en el período de proyección, entre 9.43% en 2018 y 9.80% en 2024 (Gráfico 16). Además, el WACC es creciente en el tiempo debido al estancamiento de la deuda (que tiene un costo menor al capital) en el tiempo, lo que implica una participación cada vez mayor del capital en la ponderación. Estimamos que la reestructuración de la deuda de Canacol ejecutada en mayo de 2018, impactará significativamente a la baja tanto el costo de la deuda como el WACC (sin dicha reestructuración el costo de deuda y el WACC proyectado habrían sido cerca de 60pbs y 40pbs más altos, respectivamente).
- **Regalías:** El régimen de regalías para proyectos de exploración de gas, definido en la ley 756 de 2002, establece una escala de tributación en función de la ubicación y profundidad del pozo correspondiente. Esta ley establece que para la explotación de campos ubicados en tierra firme y costa afuera a una profundidad inferior o igual a mil (1,000) pies, se aplicará el ochenta por ciento (80%) de las regalías equivalentes para la explotación de crudo; para explotación en campos ubicados costa afuera a una profundidad superior a mil (1,000) pies, se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) de las regalías equivalentes a la explotación de crudo.
- **Costos de búsqueda y desarrollo (*finding and development costs – F&D*):** El costo histórico de F&D de Canacol se ha ubicado en 0.40 USD/Mpc (2.28 USD/bep), uno de los más bajos de la industria. Esta baja cifra se encuentra en gran parte explicada por la alta tasa de éxito exploratorio que ha tenido la empresa en el pasado. De acuerdo a las metas corporativas (*corporate guidance*) de Canacol para 2018, el objetivo de la empresa para este año es bajar los costos de F&D a 0.44/Mpc, desde los niveles de entre 0.60 USD/Mpc y 0.70 USD/Mpc que se alcanzaron durante la caída de los precios del petróleo y gas en 2015 y 2016. La valoración se actualiza con el valor meta de 0.44 USD/Mpc.
- **Precio de venta de gas natural:** El nuevo enfoque de Canacol Energy en el sector gasífero representa una gran oportunidad para suavizar los ingresos operacionales, en la medida que la venta de gas se efectúa en un 85% a través de contratos de largo plazo en los que se fija el precio de venta y se ajusta solamente con la inflación, y tan sólo un 15% de las ventas de gas estarán basadas en el precio *spot* de gas. Para la proyección de los precios de venta hemos utilizado los precios del mercado de futuros Henry Hub (precio de referencia estadounidense más una prima de ajuste al nivel de precios colombiano). El precio resultante de gas en el mercado colombiano oscila entre 27.1 USD/bep y 29.4 USD/bep para el período de proyección.
- **Gastos operativos (OPEX):** Se espera un incremento significativo de los costos de producción y transporte por cuenta del gasoducto de Promigas a entregar a finales de 2018 o comienzos de 2019 (nuestro escenario base, como ya se ha anotado, es al final de 1T19). **Este nuevo gasoducto, que permitirá a Canacol incrementar su producción en más de 85%, tendrá una remuneración variable de 1.40 USD/Mpc.**



- **Arrendamiento financiero (*leasing* financiero):** Teniendo en cuenta los leases de las tres plantas de Promisol (260,000 USD/mes-planta), y los requerimientos de expansión y procesamiento de gas incremental de la planta de Jobo, se espera un saldo de arrendamiento financiero de cerca de US\$28 millones para el final de 2018. Esperamos que la tasa implícita se mantenga en niveles cercanos a 5.2% (en comparación con el costo de la deuda de 7.25%), teniendo en cuenta los bajos niveles de riesgo de impago para estos contratos, por cuenta de su alto requerimiento operativo y respaldo crediticio con los activos de la empresa (colateralización).
- **Prima de riesgo país:** Como medida del riesgo país de Colombia aplicamos el *spread* de los Credit Default Swap (CDS) a 5 años. Consideramos que es un buen indicador del costo de aseguramiento contra el riesgo de impago de la deuda soberana colombiana. Además la interpretación de este indicador es más homogénea a lo largo del tiempo de lo que sería la interpretación de otros indicadores de riesgo. Por ejemplo, el EMBI es un *spread* de los soberanos del país con respecto a los bonos americanos, lo cual puede reflejar factores ajenos a la probabilidad de impago de la deuda soberana colombiana en su cálculo.
- **Prima de mercado:** Corresponde al exceso de retorno demandado por el inversionista en el mercado colombiano con respecto al mercado norteamericano.
- **Tasa libre de riesgo:** Consiste en la tasa de bonos del tesoro americano a 10 años, considerados los títulos con el menor riesgo de mercado a escala global.

FLUJO DEL ACCIONISTA

El valor empresarial de los accionistas presenta un incremento a partir de la entrada en funcionamiento del gasoducto de Promigas. Estimamos que el precio de venta de Canacol se mantendrá en US\$4.75/Mpc, con una tarifa de transporte de US\$1.40/Mpc, costo de producción de US\$0.63/Mpc, y de regalías de US\$0.61/Mpc. Con el aumento en los volúmenes de venta de gas en 85%, el valor agregado de los accionistas crecerá rápidamente en 2019, y posteriormente se estabilizará con potencial de mejoras adicionales dependientes del desarrollo de nuevos métodos de exploración más eficientes, y del crecimiento la demanda de gas en Colombia, que muestra un panorama alentador tanto a nivel de consumo industrial como a nivel de consumo de los hogares.

La posible incursión de la compañía en actividades de E&P de petróleo en México constituye un elemento de incertidumbre tanto para los inversionistas como para la misma compañía. En el mejor de los escenarios, esta incursión solo se materializaría en la adquisición de los primeros activos en el año 2020. **De esta manera, no estimamos ningún efecto en el valor fundamental de la compañía por dicha operación, ni hemos intentado incorporar los potenciales ingresos y costos que esto supondría.**

DESCUENTO DE DIVIDENDOS

El valor empresarial por descuento de dividendos de la compañía está basado en un dividendo de COP\$495 por acción a partir del año 2019, de acuerdo al último anuncio corporativo de Canacol hecho a comienzos de febrero de 2018. Teniendo en cuenta que la empresa nunca ha repartido dividendos a la fecha y que aún no cuenta con una política oficial de repartición de dividendos, se ha estimado una tasa de crecimiento anual del dividendo, equivalente a la inflación anual proyectada de Colombia, y un costo del patrimonio variable que oscila entre 11% y 12% para los períodos de proyección explícita hasta 2024. Esta estimación está basada de la tasa sostenible de crecimiento de Canacol, calculada a partir del producto entre el retorno del patrimonio (*ROE*) y la tasa de retención de dividendos.

Este método de valoración por dividendos se puede interpretar como el valor mínimo de la acción, pues parte de la mínima expectativa de materialización del valor terminal de los dividendos. **En este caso, el precio de la acción por dividendos de Canacol es de COP\$7,551.**

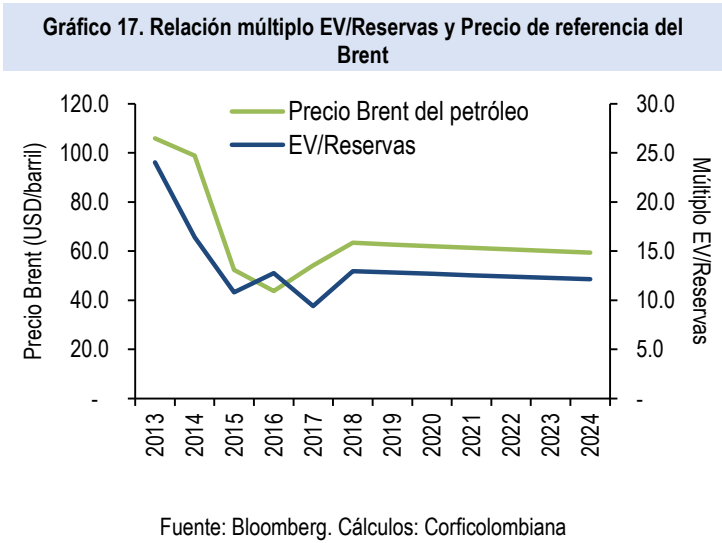
VALORACIÓN RELATIVA

Actualmente Canacol tiene un peso de 0.36% en el índice COLCAP. Por esta razón, las variaciones en el precio de la acción no tienen un impacto significativo en el mercado accionario colombiano. No obstante, el sector petróleo y gas está estrechamente correlacionado con el sector energía, por lo cual consideramos que la incertidumbre asociada al sector energía y los precios de gas sí podrán tener un efecto significativo en el desempeño del mercado accionario.

Las expectativas de escasez en generación de energía en el mercado colombiano implicarán una mayor demanda de gas para los próximos años. Los actores más importantes del mercado energético colombiano en capacidad instalada son Empresas Públicas de Medellín (EPM, con 21.4%), Emgesa (compañía asociada a la EEB, con 20.8%), Isagén (18.2%), Celsia (7.6%), y AES Chivor (6.1%). **Consideramos que la incertidumbre actual en la capacidad de generación de energía jugará un rol importante en los precios de gas nacional.**

El múltiplo de valor empresarial a reservas (EV/Reservas) proyectado para Canacol nos arroja un valor promedio de US\$12.55/bep, ligeramente más alto que el promedio de sus comparables en 2017 (US\$9.42/bep), pero más bajo que el múltiplo promedio histórico de los mismos comparables para los últimos cinco años (US\$14.69/bep).

El múltiplo EV/Reservas es altamente sensible a las fluctuaciones en los precios de referencia de los *commodities*. Entre 2013 y 2017, el promedio del Brent se ubicó en los US\$71.0/bep, superior a la proyección promedio de US\$61.4/bep para el período de valoración de 2018-2024 (Gráfico 17). Lo anterior explica en gran medida la divergencia entre los múltiplos presentados anteriormente. De hecho, si asumiéramos que el precio del crudo se mantendrá en US\$71.0/bep durante todo el período de proyección, el múltiplo EV/Reservas de Canacol aumentaría 15% hasta llegar a US\$14.53/bep, una cifra muy similar a la del sector para los años 2013-2017.



IV. RIESGOS

JURIDICO (CONTRATOS)

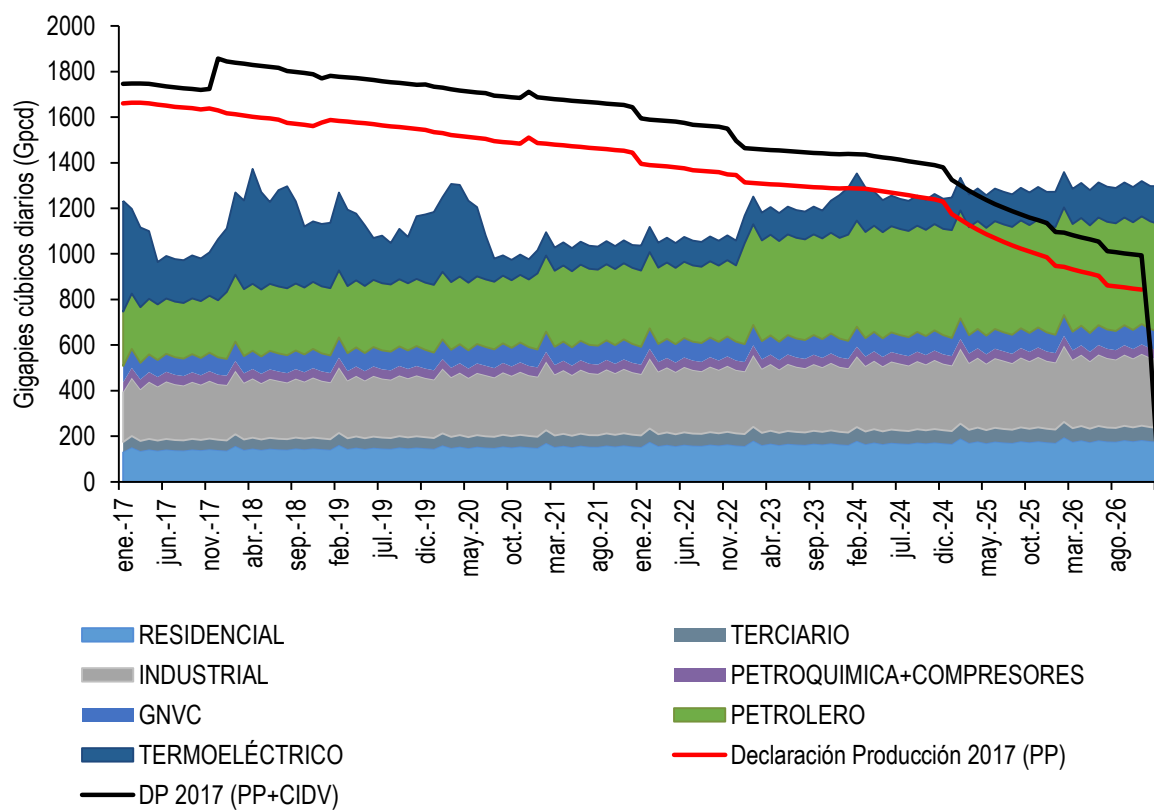
Como se ha señalado anteriormente, existe el riesgo latente de que se presente un retraso en la entrada en funcionamiento del gasoducto previsto para finales de 2018. Bien sea por una demora en la expedición del permiso ambiental por parte del Ministerio de Medio Ambiente, o por un eventual inconveniente en la etapa de construcción a cargo de Promigas, este riesgo obligaría a Canacol a posponer el comienzo de contratos de venta de gas por 100 MMpcd en la costa Caribe. Los términos de distribución de gas establecen que Canacol podrá hacer efectiva una prórroga en el inicio de la venta efectiva de gas, de hasta cinco meses contados desde la fecha de entrega inicialmente prevista, sin afectar las condiciones contratadas con sus compradores. En este sentido, un retraso en la entrega del gasoducto tendría un impacto negativo en los ingresos operacionales de la compañía, aunque no afectaría los pagos de la deuda, cuyo capital se saldará en un pago único de principal programado para 2025. La información relacionada con los recursos jurídicos que aplicarían en favor de Canacol en el evento de vencimiento de la prórroga no es información pública.

SUMINISTRO DE GAS

Una de las mayores preocupaciones sobre la autosuficiencia de largo plazo de la oferta de gas en Colombia, se fundamenta en la capacidad de exploración y desarrollo de pozos gasíferos por parte de los productores existentes; esto es, con el fin de garantizar el reemplazo de reservas en el largo plazo. Así mismo, el crecimiento sostenido de la demanda nacional de gas (cuya proyección ronda el 3% anual hasta 2025, según la UPME y Wood Mackenzie) y las restricciones en la oferta que se prevé en el mediano y largo plazo, ponen en duda la verdadera capacidad de autosuficiencia gasífera del país en el largo plazo.

De acuerdo al Ministerio de Minas y Energía, la producción de gas proveniente de los campos gasíferos colombianos más importantes en volumen, ya se encuentra en su etapa de decrecimiento, debido a la maduración natural de una buena parte de estos campos. **Los campos Cusiana, Cupiagua y La Guajira (Chuchupa y Ballenas), que representan cerca de tres cuartas partes de la producción nacional de gas, ya estarían en su etapa de declive**, y se proyecta que Nelsón y Clarinete (pertenecientes a los bloques Esperanza y VIM-5 de Canacol, respectivamente) sean los únicos campos importantes que aumentarán su producción de manera sostenida en los próximos cinco años.

Gráfico 18. Equilibrio de oferta y demanda en el mercado nacional de gas



Fuente: Unidad de Planeación Mineroenergética (UPME)

Según la UPME, Colombia cuenta con suficientes reservas de gas para sostener su consumo hasta el final del año 2024 (Gráfico 18). Sin embargo, se encuentra consignado en los objetivos de esta agencia garantizar la provisión de gas del país, incluso si esto se debiere traducir en mayores costos para el consumidor final. En este sentido, ya se ha dado comienzo a la fase de planeación y estudios técnicos del proyecto de la **Planta de Regasificación del Pacífico**. Consideramos que el objetivo de esta planta tendrá implicaciones importantes sobre la remuneración de la inversión a la empresa con la que se contrate (por ahora, TGI ha anunciado oficialmente su interés de participar en el proceso de licitación).

En Colombia, la infraestructura requerida para transportar gas desde la Costa Atlántica hasta el interior del país ya existe, pero el gasoducto es unidireccional (sirve de la Costa al interior). A pesar de esto, se encuentra en curso un proyecto de la UPME que pretende lograr la bidireccionalidad del gasoducto. De esta manera, **vemos la Planta de Regasificación del Pacífico como un riesgo potencial para Canacol, en la medida que este gas podría ser accesible para los clientes de la Costa Caribe (mercado por excelencia de Canacol) para cuando la Planta de Regasificación entre en funcionamiento**. En cualquier caso, este gas será sustancialmente más costoso que el que puede ofrecer Canacol, razón por la cual **la compañía podrá seguir disfrutando de una ventaja competitiva aún con la competencia de gas natural importado traído a través de la Costa Pacífica**.

Por otra parte, la planta de Regasificación de Cartagena (única planta de regasificación en funcionamiento en el país actualmente) se concibió a partir de la necesidad de brindar seguridad a las plantas de energía térmica del país, grandes consumidoras de gas natural. El sector energético nacional juega un papel estratégico en las políticas públicas del gobierno colombiano, y esperamos que esté siga siendo el caso independientemente de los cambios políticos que tendrán lugar en el curso del año 2018.

Si bien la capacidad conjunta de estas plantas podría llegar a cubrir un eventual déficit de gas en el largo plazo, los costos de importación causarían que el precio final de gas importado resulte mucho más elevado que el precio final de gas producido nacionalmente (poco más de US\$7/Mpc para gas importado contra \$US4.75/Mpc para gas nacional). **Además, el fisco colombiano y los indicadores de empleo del sector se verían negativamente afectados si se pusiera en marcha el suministro masivo de gas a través de importaciones**. También consideramos que la dependencia que Colombia generaría en la provisión de un recurso estratégico para el desarrollo energético nacional, tendría una perspectiva negativa para el país.

Por las razones enunciadas anteriormente, estimamos que el Gobierno, a través de sus agencias de planificación energética, continuará diseñando los incentivos necesarios para que las empresas de exploración y producción de gas tengan el mayor éxito posible en sus actividades de descubrimiento, y de esta manera sigan suministrando al país con gas nacional. Sin embargo, en el caso que las reservas de gas del país no logren ser renovadas rápidamente (como ya es el caso desde 2012), y que el proceso de adjudicación de la Regasificadora del Pacífico empiece a ejecutarse, este escenario de independencia gasífera y energética nacional se empezaría a deteriorar, y la perspectiva de competitividad de Canacol en el país también empeoraría.

Por último, Canacol enfrenta la competencia directa de potenciales descubrimientos gasíferos costa afuera que se están desarrollando actualmente en la costa caribe colombiana. Ecopetrol, a quien pertenece la mayoría de estos proyectos exploratorios, ha anunciado recientemente su intención de direccionar su inversión costa afuera, tanto en crudo como en gas.

En este sentido, consideramos bajo el riesgo de competencia con gas costa afuera debido a su alto costo de extracción y debido a la gran profundidad a la que éste se encuentra en el mar inmediato a la Costa Caribe. Se estima que la duración total de este proyecto sería de entre cinco a diez años. Es importante recordar que los mercados de venta de gas más grandes de Canacol están ubicados en los centros industriales cercanos a Cartagena y Barranquilla, que se ven beneficiados de la actividad exploratoria de la compañía en la cuenca del Magdalena bajo. Por supuesto, esto también se apoya en la imposibilidad actual de abastecimiento del mercado de la Costa con gas del interior del país, a falta de una conexión de transporte de gas adecuada.

DILUCIÓN

La dilución de capital consiste en una disminución del porcentaje de propiedad de los accionistas existentes, por cuenta de la entrada en circulación de nuevo capital accionario. Este aumento en capital accionario puede provenir de una oferta pública de acciones (OPA) en el mercado primario, de asociados a la compañía que ejercen opciones sobre acciones de las cuales son titulares, o mediante la conversión de bonos preferenciales, bonos convertibles, o *warrants* de la compañía.

Canacol Energy cuenta actualmente con 176.7 millones de acciones en circulación. Adicionalmente, la empresa cuenta con programas de compensación de opciones redimibles sobre acciones. Si la totalidad de estas opciones fuesen ejercidas, el número de acciones de la compañía se incrementaría en 14.8 millones de acciones (Tabla 12), para un total de 191.5 millones de acciones. Aunque este escenario muestra la dilución máxima posible, y en teoría no todas las opciones son ejercidas y las opciones tienen un plazo mínimo de espera antes de poder ser ejercidas, vale la pena considerar el riesgo de disolución en términos de los múltiplos de la empresa y el precio de la acción.

La utilidad por acción de Canacol se ubica al cierre de 2017 en US\$-0.85, comparado con US\$0.14 en 2016. En 2015 fue de US\$-1.12.

Tabla 12. Resumen de opciones de compra de acciones Canacol Energy					
Opciones de compra de acciones en circulación				Opciones de compra ejercibles	
Rango de precios de ejercicio (\$ CAD)	Número de opciones de compra de acciones (miles)	Promedio Ponderado strike (\$ CAD)	Promedio ponderado vida restante (años)	Promedio ponderado strike (\$ CAD)	Número de opciones de compra de acciones (miles)
\$2.21 a \$3.50	5,812	2.83	2.30	2.83	5,800
\$3.60 a \$6.66	9,041	4.57	3.70	4.73	5,879
Total	14,853	3.89	3.15	3.79	11,679

Fuente: Canacol Energy

CAPITALIZACIÓN DE MERCADO

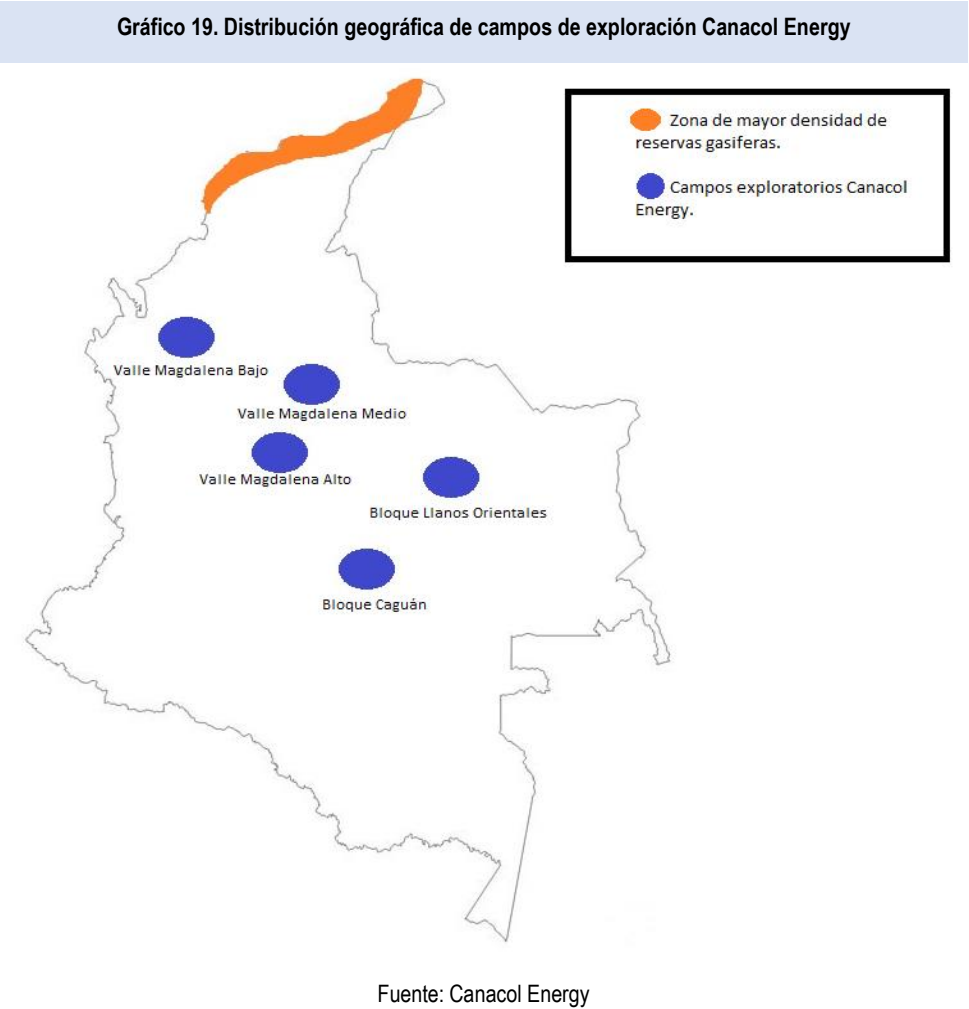
La capitalización de mercado de Canacol a 29 de junio de 2018 es de COP\$1.69 billones. Tomando como referencia el valor en libros de la compañía al cierre del primer trimestre de 2018 (COP\$733,157MM), la acción tiene un *upside* de 130.5%.

NUEVOS DESCUBRIMIENTOS

El programa de exploración de Canacol ha presentado históricamente un muy buen comportamiento en Colombia, con un 86% de tasa de éxito exploratorio, la más alta del país. A finales del 2017 se registró uno de los descubrimientos más grandes de la compañía en el departamento de Sucre (ver Valle Magdalena Bajo - Gráfico 19), un complejo llamado Pandereta (contrato VIM-5), del cual se han perforado a la fecha tres pozos (Pandereta 1, 2 y 3). También se le ha dado continuidad a la perforación del pozo Chirimía (Bloque VIM 5, Magdalena Bajo), cuya operación inició en marzo de 2018.

Si bien consideramos que esto es un upside de la inversión, la probabilidad de mantener las tasas de éxito en el largo plazo es decreciente en el nivel actual de la tasa de éxito. En otras palabras, es más difícil mantener este nivel de éxito en exploración para la compañía por el solo hecho de ya estar en un nivel tan alto.

Gran parte del éxito exploratorio de Canacol proviene de una relativa concentración de su actividad de perforación en los campos situados en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, zona de gran potencial gasífero del país. En esta misma zona, la compañía anunció recientemente un nuevo descubrimiento (pozo Breva 1), que representa el tercer descubrimiento consecutivo en el portafolio de la empresa, después de Nelson-6 (23 MMpcd probados de gas) y Toronja-1 (24.4 MMpcd de gas seco sin agua).



V. REFERENCIAS

¹ Esto es particularmente interesante en el caso de las reservas gasíferas costa afuera ubicadas en las cercanías a la Costa Atlántica colombiana. Si estas reservas fuesen económicamente viables (su costo de extracción las hace muy costosas y dependientes del ciclo de los precios de los *commodities*, pues es una operación que tarda entre 5 y 10 años), y además contasen con la infraestructura necesaria para ser transportadas hasta el punto de demanda, las reservas gasíferas del país casi que se duplicarían (aproximadamente 4.3 Tpc adicionales).

² Estimaciones de betas obtenidas del sitio académico de Internet de Aswath Damodaran de la *Stern School of Business at New York University*, el 2 de junio de 2018: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Gerencia de Inversiones

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

Análisis y Estrategia

Juan David Ballén
Director de Investigaciones
juan.ballen@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22622

Angela Pinzón
Analista de Renta Fija
Angela.pinzon@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22814

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

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

Roberto Carlos Paniagua
Analista de Renta Variable
roberto.paniagua@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22703

Raúl Moreno
Analista de Renta Variable
Raul.moreno@casadebolsa.com.co
Tel: (571) 606 21 00 Ext. 22602

Investigaciones Económicas Corficolombiana (Renta Variable)

Andrés Duarte Pérez
Director de Renta Variable
andres.duarte@corficolombiana.com
Tel: (571) 286 33 00 Ext. 6163

Luis Miguel Alcega Spadei
Analista de Renta Variable
luis.alcega@corficolombiana.com
Tel: (571) 286 33 00 Ext. 6194

Daniel Felipe Duarte Fandiño
Analista de Renta Variable
daniel.duarte@corficolombiana.com
Tel: (571) 286 33 00 Ext. 6193

Mesa Institucional Acciones

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

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

Mesa Institucional Renta Fija

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

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

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

Distribución

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

Guillermo A. Magdalena Buitrago
Gerente Comercial Cali
gmagdalena@casadebolsa.com.co
Tel: (572) 898 06 00 Ext. 3881

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

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

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.