

---

## Canacol Energy Ltd. reporta un aumento del 15% en las ventas realizadas de gas y un aumento del 42% en los fondos de operaciones para el primer trimestre de 2019

**CALGARY, ALBERTA – (Mayo 8, 2019)** – Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Corporación”) (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en informar sus resultados financieros y operativos para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019. Las cantidades en dólares se expresan en dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó: “El primer trimestre marcó un fuerte comienzo de 2019, con un aumento del 42% en los fondos de las operaciones por acción a \$ 0.17 por acción en comparación con el primer trimestre de 2018, impulsado por un aumento del 15% en las ventas contractuales realizadas de gas. Esto se logró mediante la entrega de los primeros 20 MMscfpd de los 100 MMscfpd de nueva capacidad de transporte hacia Cartagena a través de la expansión Promigas en diciembre de 2018. También perforamos los dos primeros pozos de nuestro programa de perforación de ocho para 2019; Palmer-2 que encontró 81 pies de espesor neto de gas y recientemente probó 29 MMscfpd, y Nelson-7 que encontró 221 pies de espesor neto de gas. Más importante aún, nuestro enfoque continuo en reducir los gastos operacionales se vio reflejado en este trimestre con una reducción de 29% en comparación con el cuarto trimestre de 2018. Mirando hacia adelante, perforaremos Acordeon-1, nuestro primer pozo exploratorio del año. Acordeon-1 está ubicado aproximadamente a tres kilómetros al sureste del campo Clarinete, y tiene el potencial para un aumento significativo de reservas. La expansión de Promigas, entre Jobo y Cartagena, está programada para entregar 80 MMscfpd adicionales de nueva capacidad de transporte en junio de 2019, lo que elevará las ventas de gas hasta aproximadamente 215 MMscfpd durante el resto de 2019. Finalmente, se está avanzando hacia la firma de acuerdos de ventas y transporte para un nuevo gasoducto que transportará 100 MMscfpd de nuevas ventas de gas a Medellín en 2022. Anticipamos estar en condiciones de ejecutar los acuerdos relevantes necesarios para iniciar el proyecto en el tercer trimestre de este año.”

### Hechos destacados para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2019

*(La producción es expresada en participación neta antes de regalías)*

Los aspectos financieros y operacionales más relevantes de la Corporación incluyen:

- Las ventas contractuales realizadas de gas natural aumentaron un 15% a 122 MMscfpd durante los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019, en comparación con 106.3 MMscfpd para el mismo período en 2018. Los volúmenes promedio de producción de gas natural aumentaron un 17% a 123.3 MMscfpd durante los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019, en comparación con 105.3 MMscfpd para el mismo período de 2018. Los aumentos se deben principalmente al aumento en las ventas de gas natural como resultado de ventas relacionadas con la finalización de la línea de flujo Sabanas;
- Los ingresos totales de gas natural y crudo, netos de regalías y gastos de transporte para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019 aumentaron un 4% a \$ 49.4 millones, en comparación con \$ 47.6 millones para el mismo período en 2018. El incremento se debe principalmente al aumento de la producción de gas natural, compensado por la disminución de la producción de crudo debido a la venta de los activos petroleros de la Corporación;
- Los fondos de operaciones aumentaron 39% a \$ 29.9 millones para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019, en comparación con \$ 21.6 millones para el mismo período en 2018;
- Los fondos de operaciones por acción aumentaron un 42% a \$ 0.17 por acción durante los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019, en comparación con \$ 0.12 por acción para el mismo período en 2018;
- La Corporación registró un EBITDAX de \$ 39.8 millones para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019, en comparación con \$ 33.6 millones para el mismo período en 2018;

- La Corporación registró un resultado neto de \$ 6.3 millones para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019, en comparación con un resultado neto de \$ 8.3 millones para el mismo período en 2018;
- El netback operativo de gas natural de la Corporación aumentó un 9% a \$ 4.03 por Mcf en los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019, en comparación con \$ 3.71 por Mcf para el mismo período en 2018. El aumento se debe principalmente a: i) un aumento del 5% en los precios de venta de gas natural, neto de gastos de transporte, a \$ 4.97 por Mcf, comparado con \$ 4.73 por Mcf para el mismo período en 2018 y ii) una reducción del 25% en los gastos operativos a \$ 0.30 por Mcf para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2019, en comparación con \$ 0.40 por Mcf para el mismo período en 2018;
- Los gastos netos de capital para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2019 fueron de \$ 34.7 millones. Los gastos de capital incluyeron adiciones no monetarias relacionadas con obligaciones de desmantelamiento de \$ 1.2 millones y una adición no monetaria de \$ 5.9 millones relacionadas con activos arrendados con derecho de uso, reconocidos durante los tres meses terminados el 31 de marzo de 2019;
- Desde que la Corporación obtuvo la aprobación necesaria para llevar a cabo una oferta normal del emisor ("NCIB") para comprar acciones comunes en circulación de la Corporación ("Acciones Ordinarias") en el mercado abierto, de acuerdo con las reglas de la Bolsa de Valores de Toronto en noviembre de 2018, la Corporación ha comprado 785,890 Acciones Ordinarias por \$ 2.4 millones.
- Al 31 de marzo de 2019, la Corporación tenía \$ 39 millones en efectivo y \$ 4.3 millones en efectivo restringido.

#### **Palmer-2 Probó 28.7 MMscfpd**

El pozo Palmer-2 fue perforado en el primer trimestre de 2019, y se probó recientemente a una tasa final de 28.7 MMscfpd, a una presión en cabeza de tubería de 846 psi, sin presencia de agua desde el depósito de arenisca Ciénega de Oro. La prueba multitasa fue conducida por más de 38 horas durante 4 periodos de flujo.

Financieros	Tres meses terminados en Marzo 31		
	2019	2018	Cambio
Ingresos totales por gas natural y crudo, netos de regalías y costos de transporte	49,404	47,629	4%
Fondos provenientes de operaciones <sup>(1)</sup>	29,907	21,581	39%
Por acción – básico (\$) <sup>(1)</sup>	0.17	0.12	42%
Por acción – diluido (\$) <sup>(1)</sup>	0.17	0.12	42%
Pérdida neta	6,274	8,278	(24%)
Por acción – básico (\$)	0.03	0.05	(40%)
Por acción – diluido (\$)	0.03	0.05	(40%)
EBITDAX <sup>(1)</sup>	39,822	33,611	18%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	177,547	176,572	1%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	179,637	178,759	—
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	34,725	40,194	(14%)
	<b>Mar 31,</b>	<b>Dec 31,</b>	<b>Cambio</b>
	<b>2019</b>	<b>2018</b>	
Efectivo y equivalentes de efectivo	38,998	51,632	(24%)
Efectivo restringido	4,308	4,196	3%
Superávit de capital de trabajo	51,173	60,782	(16%)
Deuda total	394,318	388,222	2%
Activos totales	720,095	705,003	2%
Acciones ordinarias, final del período (000's)	177,403	177,462	—
Operaciones	Tres meses terminados en Marzo 31		
	2019	2018	Cambio
Producción de gas natural y crudo, antes de regalías <sup>(1)</sup>			
Gas natural (Mcfpd)	123,291	105,262	17%
Crudo Colombia (bopd)	433	1,924	(77%)
Total (boepd)	22,063	20,391	8%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías <sup>(1)</sup>			
Gas natural (Mcfpd)	122,025	106,334	15%
Crudo Colombia (bopd)	440	1,896	(77%)
Total (boepd) <sup>(2)</sup>	21,848	20,551	6%
Netbacks operacionales (\$/boe) <sup>(1)</sup>			
Gas natural (\$/Mcf)	4.03	3.71	9%
Crudo Colombia (\$/bbl)	23.64	33.21	(29%)
Corporativo (\$/boe) <sup>(2)</sup>	23.00	22.25	3%

\* \* \*

Este comunicado de prensa debe leerse conjuntamente con los estados financieros intermedios consolidados condesados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración. La Corporación ha presentado sus estados financieros consolidados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración correspondiente para el año terminado el 31 de marzo de 2019, de acuerdo a las autoridades canadienses de regulación de valores. Estas publicaciones están disponibles para su revisión en SEDAR en [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

Canacol es una empresa de exploración y producción con operaciones en Colombia. Las acciones ordinarias de la Corporación cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo CNE, la OTCQX en los Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, en la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y en la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

*Este comunicado de prensa contiene algunas declaraciones de resultados futuros dentro del significado de las Leyes y Regulaciones de Acciones. Las declaraciones de resultados futuros están frecuentemente caracterizadas por el uso de palabras como “plan”, “expectativa”, “proyecto”, “intención”, “creencia”, “anticipar”, “estimar” y otras palabras similares o afirmaciones donde ciertos eventos o condiciones “pueden” o “van a ocurrir”, incluyendo, sin limitación, declaraciones relacionadas a la estimación de las tasas de producción de las propiedades de la Corporación y a programas de trabajo planeados y líneas de tiempo asociadas. Las declaraciones de resultados futuros están basadas en las opiniones y estimaciones de la Gerencia en la fecha en la cual las afirmaciones son realizadas y están sujetas a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que pueden causar que los eventos o resultados difieran materialmente de aquellos proyectados en las declaraciones de resultados futuros. La Corporación no puede asegurar que los resultados serán consistentes con las declaraciones de resultados futuros. Estos son realizados en la fecha mencionada, están sujetos a cambiar y la Corporación no asume ninguna obligación de revisarlos o actualizarlos para reflejar nuevas circunstancias, excepto a las exigidas por la ley. La información y orientación proporcionada en este documento sustituye y reemplaza cualquier información prospectiva en descripciones anteriores. Inversionistas prospecto no deberán confiarse en las declaraciones de resultados futuros. Estos factores incluyen los riesgos inherentes envueltos en la exploración y desarrollo de Crudo y propiedades de Gas Natural, las incertidumbres incluidas en la interpretación de resultados de perforación y otra información geológica y geofísica, precios de energía fluctuantes, la posibilidad del aumento de costos o costos no anticipados o demoras u otras incertidumbres asociadas con la industria del petróleo y gas. Otros factores de riesgo incluyen riesgos asociados a la negociación con gobiernos extranjeros así como con los relacionados a riesgo-país en la realización de actividades internacionales y otros factores, muchos de los cuales están más allá del control de la Corporación. Otros riesgos están descritos totalmente en el más reciente Reporte de Discusión y Análisis de la Gerencia (“MD&A”) y Forma Anual de Información de la Corporación, a los cuales se hace referencia en este comunicado y los cuales son radicados en [www.superfinanciera.gov.co](http://www.superfinanciera.gov.co) y [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Las figuras de producción promedio para un período determinado se derivan del promedio aritmético de la información de producción histórica y fluctuante para el período completo indicado, y, por consiguiente no representan una tasa constante de producción para ese período y no son un indicador del comportamiento futuro de la producción. La información detallada relacionada con la producción mensual en los campos operados por la Corporación en Colombia la brinda el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y es publicada en la página web del Ministerio; en la página web de la Corporación se encuentra un link directo a esta información. Los datos que hacen referencia a producción “neta” se refieren a la producción ajustada a la participación de la Corporación antes de regalías.*

*El uso de las Medidas Financieras que no están en las NIIF – Debido a la naturaleza del método contable de capital que la Compañía aplica a su participación en el contrato de producción incremental para los campos de Libertador y Atacapi en Ecuador (“CPI de Ecuador”) conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su participación proporcional de ingresos y gastos como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. Por lo tanto, en este MD&A la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Tales medidas adicionales no deben ser consideradas como una alternativa a las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF ni deben ser consideradas más significativas que estas últimas como un indicador del desempeño de la Compañía, pues tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías. Este comunicado también brinda información sobre los fondos ajustados provenientes de operaciones. Los fondos ajustados provenientes de operaciones son una medida no definida por las NIIF. Representan el efectivo proveído por las actividades operacionales antes de los cambios en el capital de trabajo no en efectivo y el desmantelamiento de los gastos de obligación e incluyen los intereses proporcionales de la Compañía de aquellos ítems que habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador de haber sido contabilizados bajo el método de consolidación proporcional de contabilidad. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a las NIIF, ni como más valiosos que*

éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. Para más detalles sobre como la Corporación reconcilia el efectivo proveniente de actividades operacionales con los fondos ajustados provenientes de operaciones, favor referirse a la sección “Medidas que no están en las NIIF” del Reporte de Discusión y Análisis de la Gerencia de la Corporación. Adicionalmente, este comunicado hace referencia a las medidas de capital de trabajo, EBITDAX y ganancia operacional -“netback”-. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluidos todos los ítems distintos a efectivo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. El EBITDAX se define como el ingreso neto consolidado ajustado por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, participación en la pérdida/ganancia del “joint venture” y otros cargos no recurrentes o no monetarios similares. El EBITDAX consolidado es posteriormente ajustado para la contribución a los fondos ajustados provenientes de operaciones, antes de impuestos, de los resultados del CPI de Ecuador. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos los gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles equivalentes (“boe”) usando una conversión. La ganancia operacional es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos. El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

Netback Operacional es definido como ingresos menos regalías y gastos de producción y transporte.

Las ventas realizadas de gas contratado están definidas como gas producido y vendido más ingresos de gas recibidos por contratos de nominación take or pay.

Conversión boe: el término boe es utilizado en este comunicado de prensa. El término boe puede ser engañoso, particularmente si se utiliza en aislamiento. El ratio/razón de conversión de un boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de crudo equivalente, está basada en un método de conversión equivalente de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en la cabeza de pozo. En este comunicado de prensa, hemos expresado boe utilizando la conversión estándar colombiana de 5.7 Mcf: 1 bbl, requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Como el valor del ratio/razón entre el gas natural y el crudo está basado en los actuales precios del gas natural y del crudo es significativamente diferente de la equivalencia de energía de 5.7:1, utilizar una conversión basada en 5.7:1 puede ser errado como un indicador de valor.

“Reservas probadas” son aquellas reservas que pueden ser estimadas con un alto nivel de certeza de ser recuperables. Es posible que la cantidad efectiva recuperada exceda las reservas probadas estimadas.

“Reservas probables” son aquellas reservas adicionales que tienen un menor nivel de certeza de ser recuperadas que las reservas probadas. Es igualmente posible que la cantidad efectiva recuperada exceda o sea menor que la suma de las reservas probadas más probables estimadas.

“Reservas posibles” son aquellas reservas adicionales que tienen un menor nivel de certeza de ser recuperadas que las reservas probables. Es improbable que la cantidad efectiva recuperada exceda la suma de las reservas probables más las reservas posibles.

“1P” significa Total Probado

“2P” significa Total Probado + Probable

“3P” significa Total Probado + Probable + Posible

Ratio de reemplazo de Reservas 1P: ratio de adición de reservas a la producción, como reportado en los resultados financieros durante el año fiscal terminado en Diciembre 31, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Total Probada.

Ratio de reemplazo de Reservas 2P: ratio de adición de reservas a la producción, como reportado en los resultados financieros durante el año fiscal terminado en Diciembre 31, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Total Probada + Probable.

Los costos de descubrimiento y desarrollo por millón de pie cúbico (Mcf) representan los costos de exploración y desarrollo incurridos por Mcf de las reservas Totales Probadas + Probables adicionadas durante el año. La Corporación, analistas de la industria e inversionistas utilizan dichas métricas para medir la capacidad de la Corporación para establecer una tendencia a largo plazo de agregar reservas a un costo razonable.

El coeficiente del reciclaje de retorno es calculado dividiendo el netback de gas natural entre los costos F&D relacionados al gas natural.

El coeficiente del reciclaje de retorno fue calculado con base en el netback de gas natural para el año terminado el 31 de diciembre de 2018 de \$3.80/Mcf y el coeficiente del reciclaje de retorno fue calculado con base en el netback para los tres años terminados el 31 de diciembre de 2018 de \$4.03/Mcf.

*Para mayor información por favor contactar a:*

**Oficina de Relación con el Inversionista**

+57.1.621.1747

Correo: [IR@canacolenergy.com](mailto:IR@canacolenergy.com)

<http://www.canacolenergy.com>