

## Canacol Energy Ltd. Reporta sus Resultados para el 3Q 2018

**CALGARY, ALBERTA – (Noviembre 13, 2018)** – Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Corporación”) (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en anunciar sus resultados financieros y operacionales para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018. Los montos en dólares se expresan en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó: “el 3Q de 2018 fue otro trimestre exitoso para Canacol, ya que aumentamos las ventas contractuales realizadas de la Corporación en 52% a 115 MMscfpd, desde 76 MMscfpd durante el mismo periodo de 2017. Adicionalmente, nuestro precio promedio de venta de gas (neto de gastos de transporte) se mantuvo sólido en \$4.80/Mcf para el 3Q de 2018, el cual es más alto que nuestro *guidance* anterior, y también logramos un sólido netback de gas natural del \$3.80/Mcf para el 3Q de 2018. Nuestras sólidas ventas contractuales realizadas de gas natural y nuestro netback de gas natural generaron \$36.8 millones en flujo de caja operacional (comparado con \$11.8 millones, un aumento de 212% respecto al 3Q de 2017), resultando en un ingreso neto de \$12.1 millones durante el trimestre (comparado con la pérdida de \$1.5 millones en el 3Q de 2017).

Para lo que resta de 2018, la Gerencia continúa enfocada en completar el trabajo necesario para aumentar la producción a 230 MMscfpd luego de la terminación del nuevo gasoducto de Promigas, con capacidad de 100 MMscfpd, lo cual incluye completar la expansión de la facilidad de procesamiento de gas en Jobo y conectar varios descubrimientos que hemos realizado durante los últimos doce meses. La Corporación también iniciará la perforación del primer pozo de gas natural, de un programa planeado de nueve pozos de exploración y desarrollo, con el pozo de desarrollo Nelson-13 a mediados de diciembre. Promigas espera que toda la capacidad de 100 MMscfpd esté disponible en marzo de 2019, con los primeros 20 MMscfpd disponibles el 1 de diciembre de 2018.”

### Hechos destacados para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018

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

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

- Los volúmenes promedio de producción aumentaron 33% y 27% a 21,978 boepd y 21,488 boepd para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018, respectivamente, comparados con 16,587 boepd y 16,913 boepd para los mismos periodos de 2017, respectivamente. El aumento se debe principalmente al aumento en la producción de gas como resultado de las ventas adicionales relacionadas con el completamiento de la línea de flujo Sabanas, compensado por la disminución en las ventas de crudo como resultado de la venta del Contrato de Producción Incremental de Ecuador (“CPI Ecuador”) (ver discusión completa en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración) el 15 de febrero de 2018.
- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas aumentaron 34% y 25% a 22,176 boepd y 21,615 boepd para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018, respectivamente, comparado con 16,606 boepd y 17,276 boepd para los mismos periodos de 2017, respectivamente. El aumento se debe principalmente al aumento en la producción de gas como resultado de las ventas adicionales relacionadas con el completamiento de la línea de flujo Sabanas, compensado por la disminución en las ventas de crudo como resultado de la venta del CPI Ecuador el 15 de febrero de 2018.
- Los ingresos de petróleo y gas natural para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 aumentaron 56% y 44% a \$59.1 millones y \$168.1 millones, respectivamente, comparado con \$38 millones y \$116.8 millones para los mismos periodos de 2017, respectivamente. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural, los cuales incluyen los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador hasta el 15 de febrero de 2018, para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 aumentaron 37% y 28% a \$59.1 millones y \$170 millones, respectivamente, comparado con \$43.3 millones y \$133.2 millones para los mismos periodos de 2017, respectivamente.

- El flujo de caja proveniente de las operaciones aumentó 212% y 90% a \$36.8 millones y \$76.5 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018, respectivamente, comparado con \$11.8 millones y \$40.3 millones para los mismos periodos de 2017, respectivamente.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron 40% y 23% a \$26.5 millones y \$78.8 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018, respectivamente, comparados con \$18.9 millones y \$63.9 millones para los mismos periodos de 2017, respectivamente. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones incluyen los resultados de la venta del CPI de Ecuador hasta el 15 de febrero de 2018.
- La Corporación registró una ganancia neta de \$12.1 millones para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2018, comparado con una pérdida neta de \$1.5 millones para el mismo periodo de 2017. La Corporación registró una pérdida neta de \$5.6 millones para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018, comparado con una ganancia neta de \$2.3 millones para el mismo periodo de 2017. La pérdida neta para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 se atribuye principalmente a a) un gasto por única vez por deterioro de exploración no monetario de \$9.9 millones y b) una pérdida por única vez debido a la liquidación de la línea de crédito de \$14.4 millones (\$9.4 millones no monetarios), los cuales fueron registrados en el 2Q de 2018.
- Los gastos de capital netos, incluyendo adquisiciones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 fueron de \$18.6 millones y \$89.9 millones, respectivamente, mientras que los gastos ajustados incluidas las adquisiciones e incluidas las partidas relacionadas con el CPI de Ecuador hasta el 15 de febrero de 2018, fueron \$18.6 millones y \$92.3 millones, respectivamente. Los gastos de capital netos y los gastos de capital ajustados incluyen costos distintos a efectivo por \$0.5 millones y \$20.5 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018, respectivamente.
- Durante los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2018, la Corporación declaró una Restitución de Capital por \$20 millones a través de la distribución de 22,598,870 acciones ordinarias de Arrow Exploration Corp. (“Acciones Arrow”). Las Acciones Arrow se mantuvieron en un fideicomiso al 30 de septiembre de 2018. Cada acción ordinaria de Canacol tiene derecho a una distribución de 0.127 Acciones Arrow. La distribución fue perfeccionada el 6 de noviembre de 2018.
- Al 30 de septiembre de 2018, la Corporación mantenía \$53.5 millones en efectivo y \$5.4 millones en efectivo restringido.

## **Perspectiva**

Para lo que resta de 2018, la Corporación se mantiene enfocada en lograr una capacidad productiva de 230 MMscfpd, a través de la expansión de las facilidades de procesamiento de gas en Jobo y conectando Pandereta-1, 2, 3, Cañahaute-1 y Cañahuete-3 en diciembre de 2018. La Corporación completó el des embotellamiento de la línea de flujo Betania-Jobo en octubre de 2018, y actualmente se encuentra completando la línea de flujo Pandereta-Jobo. La expansión de la facilidad de procesamiento de gas en Jobo está progresando según lo planeado, y adicionará 130 MMscfpd de capacidad a la facilidad, llevando la capacidad de procesamiento total a 330 MMscfpd. Promigas espera que toda la capacidad de 100 MMscfpd esté disponible en marzo de 2019, con los primeros 20 MMscfpd disponibles el 1 de diciembre de 2018.

La Corporación ha contratado un taladro e iniciará el programa de perforación de exploración y desarrollo de nueve pozos de gas con el pozo de desarrollo Nelson-13 a mediados de diciembre.

Financieros	Tres meses terminados en Septiembre			Nueve meses terminados en Septiembre		
	2018	2017	30, Cambio	2018	2017	30, Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	59,133	37,950	56%	168,090	116,816	44%
Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, netos de regalías <sup>(2)</sup>	59,133	43,258	37%	170,046	133,240	28%
Efectivo aportado por actividades operativas	36,810	11,783	212%	76,504	40,345	90%
Por acción – básico (\$) <sup>(1)</sup>	0.21	0.07	200%	0.43	0.23	87%
Por acción – diluido (\$) <sup>(1)</sup>	0.21	0.07	200%	0.43	0.23	87%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)(2)</sup>	26,482	18,871	40%	78,845	63,947	23%
Por acción – básico (\$) <sup>(1)</sup>	0.15	0.11	36%	0.45	0.37	22%
Por acción – diluido (\$) <sup>(1)</sup>	0.15	0.11	36%	0.44	0.36	22%
Ingreso neto (pérdida) e ingreso total (pérdida)	12,138	(1,514)	n/a	(5,563)	2,314	n/a
Por acción – básico (\$) <sup>(1)</sup>	0.07	(0.01)	n/a	(0.03)	0.01	n/a
Por acción – diluido (\$) <sup>(1)</sup>	0.07	(0.01)	n/a	(0.03)	0.01	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	18,585	24,978	(26%)	89,890	79,550	13%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones <sup>(1)(2)</sup>	18,585	25,568	(27%)	92,267	81,034	14%
				Sep 30, 2018	Dic 31, 2017	Cambio
Efectivo				53,470	39,071	37%
Efectivo restringido				5,427	27,919	(81%)
Superávit de capital de trabajo <sup>(1)</sup>				65,678	110,401	(41%)
Deuda de largo plazo				310,705	294,590	5%
Total activos				725,932	696,443	4%
Acciones ordinarias, final del periodo (000's)				177,623	176,109	-
Operativos	Tres meses terminados en Septiembre			Nueve meses terminados en Septiembre		
	2018	2017	30, Cambio	2018	2017	30, Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo <sup>(3)</sup>	1,816	3,263	(44%)	2,088	3,418	(39%)
Gas natural	20,162	13,324	51%	19,400	13,495	44%
Total <sup>(2)</sup>	21,978	16,587	33%	21,488	16,913	27%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo <sup>(3)</sup>	1,945	3,268	(40%)	2,101	3,428	(39%)
Gas natural	19,972	13,239	51%	19,222	13,403	43%
Total <sup>(2)</sup>	21,917	16,507	33%	21,323	16,831	27%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural	20,231	13,338	52%	19,514	13,848	41%
Petróleo de Colombia	1,945	1,895	3%	1,915	1,947	(2%)
Ecuador (petróleo a tarifa) <sup>(3)</sup>	-	1,373	(100%)	186	1,481	(87%)
Total <sup>(3)</sup>	22,176	16,606	34%	21,615	17,276	25%
Ganancia operacional neta (\$/boe) <sup>(1)</sup>						
Gas natural	21.62	21.81	(1%)	21.48	22.82	(6%)
Petróleo de Colombia	26.27	20.28	30%	31.52	17.65	79%
Ecuador (petróleo a tarifa) <sup>(2)</sup>	-	38.54	(100%)	38.54	38.54	-
Total <sup>(2)</sup>	22.04	23.02	(4%)	22.53	23.60	(5%)

(1) Medida que no está en las NIIF – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

(3) Incluye producción y ventas de petróleo a tarifa en relación con el CPI de Ecuador.

Este comunicado de prensa debe leerse conjuntamente con los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Corporación y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración. La Corporación ha presentado sus estados financieros consolidados condensados no auditados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración correspondiente a los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018 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 incluídas 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.

Para mayor información por favor contactar a:

**Oficina de Relación con el Inversionista**

+57 (1) 621.1747

Email: [mhernandezt@canacolenergy.com](mailto:mhernandezt@canacolenergy.com) o [IR-SA@canacolenergy.com](mailto:IR-SA@canacolenergy.com)

Página web: <http://www.canacolenergy.com>