

Canacol Energy Ltd. Reporta un Incremento del 41% en los Fondos Provenientes de las Operaciones y un Incremento del 27% en las Ventas Realizadas de Gas para el Tercer Trimestre de 2019 y Declara un Dividendo Trimestral Recurrente

CALGARY, ALBERTA - (Noviembre 7, 2019) - Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Corporación”) (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en reportar sus resultados financieros y operacionales para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre 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 tercer trimestre vio un aumento en la producción de gas natural del 28% para los tres meses terminados y 18% para los nueve meses terminados, en comparación con los mismos periodos de 2018, manteniendo estables los netbacks en boca de pozo de \$3.86/Mcf, después de gastos de operación y regalías. Para lo que resta del 2019, la Corporación anticipa que, en la semana del 18 de noviembre de 2018, se firme un contrato de ventas de gas take-or-pay de doce años por aproximadamente la mitad del volumen de 100 MMscfpd del gasoducto planeado desde Jobo a Medellín. Dada la estabilidad de nuestros flujos de caja futuros, y la proyección de flujos de caja libre, la junta directiva de Canacol ha decidido declarar un dividendo recurrente pagadero trimestralmente. Un dividendo de US\$7 millones será pagado en efectivo el 31 de diciembre de 2019 a los inversionistas registrados al cierre de negocio el 16 de diciembre de 2019, sujeto a aprobaciones regulatorias.”

Hechos destacados para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre 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 27% y 17% a 146.4 MMscfpd y 129.7 MMscfpd para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019, en comparación con 115.3 MMscfpd y 111.2 MMscfpd para los mismos periodos de 2018, respectivamente. Los volúmenes promedio de producción de gas natural aumentaron 28% y 18% a 147.6 MMscfpd y 130.9 MMscfpd para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019, en comparación con 114.9 MMscfpd y 110.6 MMscfpd para los mismos periodos de 2018, respectivamente.
- Los ingresos de gas natural, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019, aumentaron 25% y 19% a \$55.1 millones y \$148.2 millones, en comparación con \$43.9 millones y \$125 millones para los mismos periodos de 2018, respectivamente, principalmente debido al aumento de la producción de gas natural.
- La Corporación registró un EBITDAX de \$46 millones y \$122.9 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019, en comparación con \$36 millones y \$105.2 millones para los mismos periodos de 2018, respectivamente.
- Los fondos provenientes de las operaciones aumentaron 41% y 22% a \$36.4 millones y \$91.9 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019, en comparación con \$25.8 millones y \$75.6 millones para los mismos periodos de 2018, respectivamente. Los fondos provenientes de las operaciones por acción aumentaron 33% y 21% de \$0.15 por acción y \$0.43 por acción a \$0.20 por acción y \$0.52 por acción, respectivamente.
- La Corporación registró un resultado neto de \$0.7 millones y \$8.8 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019, en comparación con un resultado neto de \$12.1 millones y una pérdida total de \$5.6 millones para los mismos periodos de 2018, respectivamente. El resultado neto realizado durante los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2019, es neto de ciertos gastos no monetarios, incluyendo un gasto de impuesto diferido de renta

de \$14.2 millones (casi totalmente debido al cambio en el tipo de cambio del peso colombiano) y un gasto de agotamiento y depreciación de \$13 millones.

- El netback operacional de gas natural de la Corporación aumentó 2% y 4% a \$3.86 por Mcf y \$3.92 por Mcf para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019, respectivamente, en comparación con \$3.80 por Mcf y \$3.77 por Mcf para los mismos periodos de 2018. El aumento se debe principalmente a una reducción de los gastos operativos del 40% y 32% a \$0.24 por Mcf y \$0.28 por Mcf para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019, en comparación con \$0.40 por Mcf y \$0.41 por Mcf para los mismos periodos de 2018, respectivamente.
- Los gastos netos de capital para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019 fueron de \$30.8 millones y \$79 millones, respectivamente. Los gastos de capital fueron netos de la disposición de \$14.5 millones de la participación en la línea de flujo Sabanas durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019.
- Al 30 de septiembre de 2019, la Corporación tenía \$33.4 millones en efectivo y equivalente de efectivo, 4.6 millones en efectivo restringido y \$49.1 millones en superávit de capital de trabajo.
- La Corporación perforó tres pozos de desarrollo, Clarinete-4, Palmer-2 y Nelson-7 y tres pozos de exploración, Pandereta-5, Acordeón-1 y Ocarina-1 durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2019.
- La expansión del gasoducto de 100 Mcf/d de Promigas fue completada y la facilidad de procesamiento de gas natural Jobo 3 comenzó operaciones durante los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2019, aumentando la capacidad de tratamiento de gas natural de Canacol de niveles previos de 200 MMscf/d a 330 MMscf/d.

Perspectiva

Para lo que resta de 2019, la Corporación está enfocada en ejecutar su programa de perforación y en ejecutar los acuerdos necesarios relacionados a la construcción de un nuevo gasoducto hacia Medellín, el cual transportará 100 MMscf/d de nuevas ventas de gas en el 2023.

El programa de perforación de 2019 ha sido exitoso hasta la fecha, con dos descubrimientos, Acordeón-1 y Ocarina-1, y tres pozos de desarrollo exitosos, Palmer-2, Nelson-7 y Clarinete-4. El éxito en Acordeón-1 y Ocarina-1 aumenta la posibilidad comercial de éxito de exploración de Canacol a 85%, una métrica líder en la industria para un *play* de gas convencional *onshore*. Lo que resta del programa de perforación incluye el pozo de exploración Arandala-1, el cual la Corporación revistió y completó recientemente.

Respecto al proyecto del gasoducto a Medellín, la Corporación anticipa ejecutar contratos de ventas *take-or-pay* con una importante Compañía colombiana de servicios públicos, durante el mes de noviembre de 2019, donde la mitad de la capacidad del nuevo gasoducto será contratada por un periodo de 12 años. El siguiente paso, el cual se completará a finales de 2019, será formar el consorcio que construirá y operará el gasoducto.

Comenzando el cuarto trimestre de 2019, la Corporación se complace en anunciar un dividendo regular recurrente trimestralmente. La Junta Directiva ha aprobado un dividendo trimestral de US\$7 millones para ser pagado el 31 de diciembre de 2019, con una fecha de registro que se anticipa que sea el 16 de diciembre de 2019, sujeta a aprobaciones regulatorias. Este valor representa aproximadamente C\$0.052 por acción o un rendimiento anual de aproximadamente 4.4% al precio actual de la acción.

Financieros	Tres meses terminados el 30 de septiembre,			Nueve meses terminados el 30 de septiembre,		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Ingresos totales por gas natural y crudo, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 56,634	\$ 53,398	6%	\$ 153,727	\$ 153,424	—
Fondos provenientes de operaciones ⁽¹⁾	\$ 36,420	\$ 25,810	41%	\$ 91,911	\$ 75,643	22%
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.15	33%	0.52	0.43	21%
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.15	33%	0.51	0.43	19%
Ingreso neto (pérdida) e ingreso total (pérdida)	\$ 663	\$ 12,138	(95%)	\$ 8,815	\$ (5,563)	n/a
Por acción – básico (\$)	—	0.07	n/a	0.05	(0.03)	n/a
Por acción – diluido (\$)	—	0.07	n/a	0.05	(0.03)	n/a
EBITDAX ⁽¹⁾	\$ 46,037	\$ 36,006	28%	\$ 122,867	\$ 105,190	17%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	178,273	177,453	—	177,736	177,018	—
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	180,873	178,985	1%	179,681	178,695	1%
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	\$ 30,806	\$ 18,585	66%	\$ 78,973	\$ 89,890	(12%)
				Sep 30, 2019	Dic 31, 2018	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				\$ 33,414	\$ 51,632	(35%)
Efectivo restringido				\$ 4,618	\$ 4,196	10%
Superávit de capital de trabajo				\$ 49,112	\$ 60,782	(19%)
Deuda total				\$ 389,484	\$ 388,222	—
Activos totales				\$ 733,472	\$ 705,003	4%
Acciones ordinarias, final del periodo (000's)				178,870	177,462	1%
Operaciones	Tres meses terminados el 30 de septiembre,			Nueve meses terminados el 30 de septiembre,		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Producción de gas natural y crudo, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural (Mcfpd)	147,630	114,923	28%	130,901	110,580	18%
Crudo Colombia (bopd)	322	1,816	(82%)	365	1,902	(81%)
Total (boepd) ⁽²⁾	26,222	21,978	19%	23,330	21,302	10%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural (Mcfpd)	146,439	115,317	27%	129,747	111,230	17%
Crudo Colombia (bopd)	329	1,945	(83%)	375	1,915	(80%)
Total (boepd) ⁽²⁾	26,020	22,176	17%	23,138	21,429	8%
Netbacks operacionales ⁽¹⁾						
Gas natural (\$/Mcf)	3.86	3.80	2%	3.92	3.77	4%
Crudo Colombia (\$/bopd)	24.34	26.27	(7%)	25.59	31.52	(19%)
Corporativo (\$/boe) ⁽²⁾	22.06	22.04	—	22.41	22.39	—

(1) Medida que no está en las NIIF. Ver sección "Medidas que no están en las NIIF" en el MD&A.

(2) La Corporación ha excluido los resultados relacionados con el IPC de Ecuador en el periodo anterior para fines comparativos.

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

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 y 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: IR@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.com>