



Canacol Energy Ltd. Reporta un Incremento del 11% en las Ventas Contractuales de Gas Realizadas y un Resultado Neto de \$2.6 Millones en el 3T 2020

CALGARY, ALBERTA - (Noviembre 12, 2020) - 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 2020. Los montos en dólares se expresan en dólares de los Estados Unidos, excepto que se indique lo contrario.

Hechos destacados para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020:

(La producción está expresada en participación neta antes de regalías)

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

- Los volúmenes de ventas contractuales de gas natural realizados aumentaron un 11% y un 33% hasta 163 MMscfpd y 172.2 MMscfpd para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020, respectivamente, en comparación con 146.4 MMscfpd y 129.7 MMscfpd para los mismos períodos de 2019, respectivamente. Los volúmenes promedio de producción de gas natural aumentaron 10% y 31% a 162 MMscfpd y 171.5 MMscfpd para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020, respectivamente, en comparación con 147.6 MMscfpd y 130.9 para los mismos períodos de 2019, respectivamente. El aumento se debe principalmente a la finalización de la expansión del gasoducto a finales del 3T 2019, compensado por la disminución de las ventas como resultado de la pandemia COVID-19.
- Los ingresos totales de gas natural, netos de regalías y gastos de transporte, aumentaron 2% y 21% a \$56.3 millones y \$179.5 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre, 2020, respectivamente, en comparación con los \$55.1 millones y los \$148.2 millones para los mismos períodos de 2019, respectivamente, principalmente atribuibles al aumento de la producción de gas natural debido a la expansión de gasoducto de 2019, compensada por los precios bajos de venta de gas en el mercado interrumpible, netos de los costos de transporte debido al COVID-19.
- Los fondos ajustados de las operaciones disminuyeron un 8% y aumentaron un 20% a \$33.4 millones y \$109.9 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020, respectivamente, en comparación con \$36.4 millones y \$91.9 millones para los mismos períodos de 2019, respectivamente. Los fondos ajustados de las operaciones por acción básica disminuyeron un 10% y aumentaron un 17% a \$0.18 dólares por acción básica y \$0.61 dólares por acción básica para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020, respectivamente, en comparación con \$0.20 dólares por acción básica y \$0.52 dólares por acción básica para los mismos períodos de 2019, respectivamente.
- El EBITDAX disminuyó un 8% y aumentó 15% a \$42.3 millones y \$141.6 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020, respectivamente, en comparación con \$46 millones y \$122.9 millones para los mismos períodos en 2019, respectivamente.
- La Corporación realizó un ingreso neto de \$2.6 millones y una pérdida neta de \$5.7 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020, respectivamente, en comparación con un ingreso neto de \$0.7 millones y \$8.8 millones para los mismos períodos en 2019, respectivamente. La pérdida neta realizada durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020 se debe únicamente al gasto fiscal diferido no monetario de \$39.3 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción del tipo de cambio del Peso Colombiano en el valor de las pérdidas y costos fiscales no utilizados.
- El netback operacional de gas natural de la Corporación disminuyó 10% y 9% a \$3.47 por Mcf y \$3.57 por Mcf en los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020, respectivamente, en comparación con \$3.86 por Mcf y \$3.92 por Mcf para los mismos períodos en 2019, respectivamente. La disminución se debe principalmente a los menores precios de venta de gas en el mercado interrumpible, netos de los costos de transporte debido a COVID-19.
- Los gastos netos de capital de los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020 fueron de \$26.4 millones y \$54.6 millones, respectivamente. Los gastos netos de capital incluyeron ajustes no

monetarios relacionados con obligaciones de desmantelamiento y el derecho de uso de activos arrendados de \$0.8 millones de dólares y \$4.6 millones de dólares para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020, respectivamente.

- El 31 de julio de 2020, la Corporación firmó una facilidad de crédito rotativo senior no garantizada de \$46 millones (el "RCF") y un préstamo puente senior no garantizado a plazo de \$75 millones sin garantía (el "Crédito Puente") con un sindicado de bancos. El Crédito Puente Bridge está destinado a ser utilizado para construir y tener propiedad sobre un gasoducto desde las operaciones de la Corporación a Medellín, Colombia (el "Proyecto"). El Crédito Puente incluye una tasa de interés de LIBOR + 4.25%, un plazo de dos años, y la capacidad de la Corporación para pagar el Crédito Puente en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. El RCF incluye una tasa de interés de LIBOR + 4.75%, un plazo de tres años, y la capacidad de la Corporación para pagar/desembolsar el RCF en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. Canacol pagará una comisión de compromiso sobre el Crédito Puente y RCF del 30% de los márgenes de interés respectivos del 4.25% y del 4.75% sobre cualquier cantidad no desembolsada a lo largo del plazo
- El 28 de agosto de 2020, la Corporación retiró los \$25 millones iniciales del Crédito Puente, neto de costos de transacción de \$3.1 millones, que se utilizarán para cubrir los costos iniciales de ingeniería y licencias ambientales relacionadas con el Proyecto. Los \$50 millones restantes están disponibles para ser desembolsados en cualquier momento, hasta doce meses a partir de la fecha de cierre, y actualmente están presupuestado para los materiales de construcción del Proyecto. El RCF sigue sin desembolsarse al 30 de septiembre de 2020.
- Al 30 de septiembre de 2020, la Corporación tenía \$93.8 millones en efectivo y equivalentes de efectivo, \$2.7 millones en efectivo restringido y \$87.8 millones en excedentes de capital de trabajo.

Perspectiva

En octubre de 2020, la Corporación probó el pozo de exploración Arandala-1, que se perforó a finales de 2019. El pozo encontró 29.5 pies de profundidad vertical verdadera neta contenedora de gas dentro de las areniscas del Porquero, y fue probado con una tasa de producción final de 12.8 MMscfpd. El pozo está actualmente conectado al colector de producción y listo para la producción.

Para el resto de 2020, la Corporación planea comenzar la perforación de dos pozos de exploración de gas adicionales, Flauta-1 y Siku-1.

La Corporación también planea agregar dos nuevos contratos de exploración y producción a su portafolio, el bloque VIM-44, que se encuentra en la Cuenca Inferior del Magdalena, adyacente a su área principal de producción de gas, y el bloque VMM-47 ubicado en la Cuenca del Magdalena Medio que complementa su gran posición de exploración de gas existente en la cuenca.

El año 2020 comenzó con una demanda nacional de gas ligeramente por encima de los niveles de 2019 en el período de enero y febrero de 2020. En el mes de abril de 2020, con Colombia bajo un confinamiento relacionado con COVID-19 en todo el país, la demanda nacional de gas disminuyó 25% en relación con el mismo período de 2019, 721 MMscfpd frente a 957 MMscfpd respectivamente. Desde mayo de 2020, la demanda nacional de gas se ha recuperado lentamente a medida que la actividad económica se reanudó tras el confinamiento. En el mes de octubre de 2020, la demanda nacional de gas se situó en 837 MMscfpd, sólo un 6% menor con respecto a los 892 MMscfpd en octubre de 2019. Con el fin de aumentar las ventas interrumpibles de gas durante el período comprendido entre mayo y agosto de 2020, la Corporación vendió volúmenes interrumpibles a precios competitivos para ganar participación de mercado. Desde septiembre de 2020, con mayores niveles de demanda nacional, los precios de la Corporación para volúmenes interrumpibles se han recuperado. Aunque la Corporación espera que la demanda nacional de gas incremente en 2021 frente a los niveles de 2020, dada la actual propagación de la COVID-19 en Colombia, permanece la incertidumbre con respecto tanto a la demanda futura de gas como a los precios interrumpibles dependiendo de la trayectoria de la pandemia en Colombia.

| Financieros | Tres meses terminados el 30 de septiembre, | | | Nueve meses terminados el 30 de septiembre, | | |
|---|--|-----------|--------|---|--------------|--------|
| | 2020 | 2019 | Cambio | 2020 | 2019 | Cambio |
| Ingresos totales por gas natural, GNL y crudo, netos de regalías y transporte | \$ 57,429 | \$ 56,634 | 1 % | \$ 182,828 | \$ 153,727 | 19 % |
| Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾ | \$ 33,409 | \$ 36,420 | (8%) | \$ 109,871 | \$ 91,911 | 20 % |
| Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾ | 0.18 | 0.20 | (10 %) | 0.61 | 0.52 | 17 % |
| Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾ | 0.18 | 0.20 | (10 %) | 0.61 | 0.51 | 20 % |
| Ingreso (pérdida) e ingreso total (pérdida) ⁽²⁾ | \$ 2,609 | \$ 663 | 294 % | \$ (5,664) | \$ 8,815 | n/a |
| Por acción – básico (\$) | 0.01 | — | n/a | (0.03) | 0.05 | n/a |
| Por acción – diluido (\$) | 0.01 | — | n/a | (0.03) | 0.05 | n/a |
| Flujo de caja proveído por actividades de operación | \$ 50,016 | \$ 36,887 | 36 % | \$ 125,848 | \$ 71,169 | 77 % |
| Por acción – básico (\$) | 0.28 | 0.21 | 33 % | 0.70 | 0.40 | 75 % |
| Por acción – diluido (\$) | 0.28 | 0.20 | 40 % | 0.69 | 0.40 | 73 % |
| EBITDAX ⁽¹⁾ | \$ 42,303 | \$ 46,037 | (8 %) | \$ 141,588 | \$ 122,867 | 15 % |
| Promedio ponderado de acciones en circulación – básico | 180,980 | 178,273 | 2 % | 180,942 | 177,736 | 2 % |
| Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido | 181,495 | 180,873 | — | 181,543 | 179,681 | 1 % |
| Gastos de capital, netos de disposiciones | \$ 26,437 | \$ 30,806 | (14 %) | \$ 54,598 | \$ 78,973 | (31 %) |
| | | | | Sept 30, 2020 | Dic 31, 2019 | Cambio |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | | | | \$ 93,770 | \$ 41,239 | 127 % |
| Efectivo restringido | | | | \$ 2,749 | \$ 4,524 | (39 %) |
| Superávit de capital de trabajo | | | | \$ 87,764 | \$ 50,676 | 73 % |
| Deuda total | | | | \$ 416,684 | \$ 392,946 | 6 % |
| Activos totales | | | | \$ 779,560 | \$ 754,062 | 3 % |
| Acciones ordinarias, fin del periodo (000's) | | | | 180,623 | 180,075 | — |
| Operacionales | Tres meses terminados el 30 de septiembre, | | | Nueve meses terminados el 30 de septiembre, | | |
| | 2020 | 2019 | Cambio | 2020 | 2019 | Cambio |
| Producción, antes de regalías ⁽¹⁾ | | | | | | |
| Gas natural y GNL (MMscfpd) | 162,012 | 147,630 | 10 % | 171,475 | 130,901 | 31 % |
| Crudo Colombia (bopd) | 317 | 322 | (2 %) | 292 | 365 | (20 %) |
| Total (boepd) | 28,740 | 26,222 | 10 % | 30,375 | 23,330 | 30 % |
| Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾ | | | | | | |
| Gas natural y GNL (MMscfpd) | 162,984 | 146,439 | 11 % | 172,216 | 129,747 | 33 % |
| Crudo Colombia (bopd) | 347 | 329 | 5 % | 281 | 375 | (25 %) |
| Total (boepd) | 28,941 | 26,020 | 11 % | 30,494 | 23,138 | 32 % |
| Netbacks operacionales ⁽¹⁾ | | | | | | |
| Gas natural y GNL (\$/Mcf) | 3.47 | 3.86 | (10 %) | 3.57 | 3.92 | (9 %) |
| Crudo Colombia (\$/bopd) | 17.04 | 24.34 | (30 %) | 16.98 | 25.59 | (34 %) |
| Corporativo (\$/boe) | 19.76 | 22.06 | (10 %) | 20.30 | 22.41 | (9 %) |

(1) Medidas que no están en las NIIF – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el Informe de Discusión y Análisis.

(2) La pérdida neta realizada durante los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020 se debe únicamente al gasto de impuestos diferidos no monetarios de \$39.3 millones, el cual se debe principalmente al efecto de la reducción en la tasa de cambio del Peso Colombiano (“COP”) en el valor de las pérdidas fiscales no utilizadas y los grupos de costos. En el evento que el COP se fortalezca en el futuro, como lo hizo al 30 de junio de 2020, la Corporación realizaría una recuperación diferida del impuesto sobre la renta para el período.

* * *

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 intermedios consolidados condesados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración correspondiente para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2020, de acuerdo con las autoridades canadienses de regulación de valores. Estas publicaciones están disponibles para su revisión en SEDAR en www.sedar.com.

Canacol es una compañía de exploración y producción de gas natural con operaciones enfocadas 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 y en la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC.

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 - 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. 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 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 y

otros cargos no recurrentes o no monetarios similares. 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, netos de gastos de transporte menos regalías y gastos operacionales.

Las ventas contractuales realizadas de gas están definidas como gas natural y GNL producido y vendido más ingresos de gas recibidos por contratos de nominación take-or-pay sin la entrega real de gas natural o GNL y la expiración de los derechos de los clientes para tomar las entregas.

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 más información por favor contactar a:

Relación con el Inversionista

Sur América: +571.621.1747 IR-SA@canacolenergy.com

Global: +1.403.561.1648 IR-GLOBAL@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.com>