



Canacol Energy Ltd. Reporta un Aumento del 6% en EBITDAX y un Aumento del 11% en Fondos Provenientes de Operaciones por Acción en 4Q 2020

CALGARY, ALBERTA - (Marzo 18, 2021) - 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 meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2020. Los montos en dólares se expresan en dólares estadounidenses ("USD"), excepto que se indique lo contrario.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó: "El éxito de Canacol continuó en 2020 a pesar de la pandemia global del COVID-19. El EBITDAX de 2020 de \$187.5 millones aumentó un 12% con respecto a los niveles de 2019, y el EBITDAX del cuarto trimestre de 2020 continuó fortaleciéndose, registrando un aumento del 9% con respecto a los niveles del tercer trimestre de 2020. A pesar de un programa de perforación reducido en 2020, que incluyó sólo seis de nuestros doce pozos planeados, debido a COVID-19 (y sólo dos de ellos siendo pozos de exploración), la Corporación logró reemplazar más que sus reservas producidas, lo que es una indicación directa de la alta calidad de nuestro portafolio de perforación. La Corporación históricamente ha logrado un éxito significativo en la perforación de exploración y desarrollo de gas natural convencional en nuestros activos ubicados en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Desde 2013, hemos adicionado 771 billones de pies cúbicos de reservas de gas natural convencionales probadas ("2P") provenientes del éxito comercial en treinta y tres de treinta y siete pozos perforados, lo que representa una tasa de crecimiento anual compuesto del 31% ("CAGR") a un costo de hallazgo y desarrollo de tres años líder en la industria de 84 centavos de dólar por cada mil pies cúbicos. Con un portafolio de 162 prospectos y leads identificados, que contienen 4.7 trillones de pies cúbicos de media de recursos prospectivos sin riesgo, de acuerdo con nuestro informe de recursos independiente de 2019, esperamos muchos años de perforación exploratoria exitosa, resultando en el movimiento de recursos de gas hacia reservas probadas y probables."

Hechos destacados para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2020

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

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

- Las reservas probadas desarrolladas productivas de gas natural convencional de la Corporación ("PDP") aumentaron en un 10% desde diciembre 31 de 2019, llegando a un total de 277 billones de pies cúbicos ("Bcf") a diciembre 31 de 2020 (razón de reemplazo de reservas PDP de 140%). Las reservas probadas más probables totales de gas natural convencional de la Corporación ("2P") aumentaron en un 2% desde diciembre 31 de 2019, llegando a un total de 637 Bcf a diciembre 31 de 2020 (razón de reemplazo de reservas 2P de 122%). Las reservas probadas de gas natural convencional de la Compañía ("1P") aumentaron en un 0.2% desde diciembre 31 de 2019, llegando a un total de 395 Bcf a diciembre 31 de 2020 (razón de reemplazo de reservas 1P de 101%).
- El costo de hallazgo y desarrollo 1P y 2P ("Costo F&D") fue de \$1.18 por Mcf y \$0.84 por Mcf para el período de tres años terminado en diciembre 31 de 2020, respectivamente.
- La Compañía logró una razón de reciclaje 2P de 2.7x y 4.4x para el período de uno y tres años terminados en diciembre 31 de 2020, respectivamente. La razón de reciclaje de un año fue calculada con base en la ganancia operacional neta de gas natural para el año terminado en diciembre 31 de 2020 de \$3.57 por Mcf, y la razón de reciclaje de tres años fue calculada con base en el promedio ponderado de ganancia operacional neta de gas natural para los tres años terminados en diciembre 31 de 2020 de \$3.71 por Mcf.
- La Compañía logró una razón de reciclaje 1P de 2.1x y 3.2x para el período de uno y tres años terminados en diciembre 31 de 2020, respectivamente. La razón de reciclaje de un año fue calculada con base en la ganancia operacional neta de gas natural para el año terminado en diciembre 31 de 2020 de \$3.57 por Mcf, y la razón de

reciclaje de tres años fue calculada con base en el promedio ponderado de ganancia operacional neta de gas natural para los tres años terminados en diciembre 31 de 2020 de \$3.71 por Mcf.

- La Compañía logró un índice de vida de reservas 1P y 2P ("RLI") de 6.4 años y 10.3 años, respectivamente, con base en la producción de gas natural convencional anualizada del cuarto trimestre de 2020 de 170,087 Mcfpd o 29,840 Boepd.
- Los volúmenes de ventas contractuales realizados de gas natural y gas natural licuado ("GNL") disminuyeron en un 6% a 169.8 MMscfpd para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020 en comparación con 180.8 MMscfpd para el mismo período en 2019. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL disminuyeron en un 6% a 170.1 MMscfpd para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020 en comparación con 181 MMscfpd para el mismo período en 2019. La disminución se debe principalmente a una reducción en ventas en el mercado al contado como resultado de la pandemia del COVID-19.
- Los volúmenes de ventas contractuales realizados de gas natural y de GNL aumentaron un 20% a 171.6 MMscfpd para el año terminado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con 142.6 MMscfpd para el mismo período de 2019. Los volúmenes de producción de gas natural y GNL aumentaron un 19% a 171.1 MMscfpd desde 143.5 MMscfpd durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con el mismo período de 2019. El aumento se debe a la finalización del gasoducto que conecta la planta de procesamiento de gas natural de la Corporación con Cartagena, Colombia, a finales del tercer trimestre de 2019 (la "expansión del gasoducto 2019"), compensado por una reducción en ventas en el mercado al contado como resultado de la pandemia del COVID-19.
- Los ingresos totales de gas natural y GNL, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, disminuyeron en un 5% a \$60.9 millones en comparación con \$64.2 millones para el mismo período en 2019, lo cual es principalmente atribuible a la disminución de la producción de gas natural debida al COVID-19. Los ingresos totales de gas natural y GNL, netos de regalías y gastos de transporte, para el año terminado en diciembre 31 de 2020, aumentaron en un 13% a \$240.3 millones en comparación con \$212.4 millones para el mismo período en 2019, principalmente atribuible al aumento de la producción de gas natural debido a la expansión del gasoducto de 2019.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron en un 7% y 16% a \$35.3 millones y \$145.1 millones para los tres meses y año terminados en diciembre 31 de 2020, respectivamente, en comparación con \$33 millones y 124.9 millones para los mismos períodos de 2019, respectivamente. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica aumentaron en un 11% y 14% a \$0.20 por acción básica y \$0.80 por acción básica para los tres meses y año terminados en diciembre 31 de 2020, respectivamente, comparado con \$0.18 por acción básica y \$0.70 por acción básica para los mismos períodos de 2019, respectivamente.
- El EBITDAX aumentó en un 6% y 12% a \$45.9 millones y 187.5 millones para los tres meses y año terminados en diciembre 31 de 2020, respectivamente, en comparación con \$43.1 millones y \$167.5 millones para los mismos períodos de 2019, respectivamente.
- La Corporación realizó un ingreso neto de \$0.9 millones y una pérdida neta de \$4.7 millones para los tres meses y año terminados en diciembre 31 de 2020, respectivamente, en comparación con un ingreso neto de \$25.4 millones y 34.2 millones para los mismos períodos de 2019, respectivamente. La pérdida neta registrada durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 se debió a un gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$51.4 millones, principalmente debido a un aumento en la asignación de valoración (consulte la sección "Gasto Tributario" del MD&A para más detalles).
- La ganancia operacional neta de gas natural y GNL de la Corporación fue de \$3.58 por Mcf en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020 y 2019. El precio de venta promedio, neto de transporte, aumentó debido a mayores precios de venta de gas en el mercado al contado durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2020, sin embargo, el aumento fue compensado con un aumento en las regalías y los gastos operativos por Mcf. La ganancia operacional neta de gas natural y GNL de la Corporación disminuyó 7% a \$3.57 por Mcf para el año terminado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con \$3.82 por Mcf en el mismo período de 2019. La disminución se debe principalmente al menor precio de venta al contado debido a la pandemia COVID-19 y a mayores regalías debido principalmente al aumento de la producción en el bloque VIM-5 de la Corporación, que está sujeto a una mayor tasa de regalías.
- Los gastos netos de capital para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2020 fueron de \$29.4 millones y \$84 millones, respectivamente. Los gastos netos de capital incluyeron ajustes no en efectivo



relacionados con obligaciones de desmantelamiento y activos arrendados con derecho de uso de \$3.1 millones y \$1.4 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2020, respectivamente.

- Al 31 de diciembre de 2020, la Corporación tenía \$68.3 millones en efectivo y equivalentes de efectivo y \$73.4 millones en superávit de capital de trabajo.

Perspectiva

Para lo que resta de 2021, la Compañía está enfocada en los siguientes objetivos operacionales: 1) la perforación de doce pozos de exploración, evaluación y desarrollo en un programa continuo con el fin de alcanzar una razón de reemplazo de reservas 2P de más del 200 por ciento; 2) la adquisición de 655 kilómetros cuadrados de sísmica de 3D en los bloques VIM-5 y SSJN-7 de la Compañía para ampliar su inventario de prospectos de exploración; 3) la firma de un acuerdo definitivo para construir un nuevo gasoducto desde la planta de procesamiento de gas natural de Jobo hasta Medellín, Colombia, que aumentará las ventas de gas natural de la Compañía en 100 MMscfpd adicionales en 2024; y 4) continuar con su compromiso de fortalecer la estrategia y el reporte ambiental, social y de gobierno.

ASPECTOS FINANCIEROS & OPERACIONALES DESTACADOS

(en dólares de Estados Unidos (los montos en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Financieros	Tres meses terminados el 31 de diciembre,			Año terminado el 31 de diciembre,		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo, neto de regalías y gastos de transporte	63,976	65,795	(3 %)	246,804	219,522	12 %
Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾	35,251	32,999	7 %	145,122	124,915	16 %
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.18	11 %	0.80	0.70	14 %
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.18	11 %	0.80	0.69	16 %
Ingreso neto (pérdida) e ingreso total (pérdida) ⁽²⁾	921	25,432	(96 %)	(4,743)	34,247	n/a
Por acción – básico (\$)	0.01	0.14	(93 %)	(0.03)	0.19	n/a
Por acción – diluido (\$)	0.01	0.14	(93 %)	(0.03)	0.19	n/a
Flujo de caja proveído por actividades de operación	26,477	35,388	(25 %)	152,325	106,470	43 %
Por acción – básico (\$)	0.15	0.20	(25 %)	0.84	0.60	40 %
Por acción – diluido (\$)	0.15	0.20	(25 %)	0.84	0.59	42 %
EBITDAX ⁽¹⁾	45,941	43,144	6 %	187,528	167,515	12 %
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	179,764	179,238	—	180,646	178,266	1 %
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	179,764	181,412	(1 %)	180,646	180,395	—
Gastos de capital, neto de disposiciones	29,366	21,514	36 %	83,964	100,487	(16 %)
				Dic 31, 2020	Dic 31, 2019	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				68,280	41,239	66 %
Capital restringido				—	4,524	(100 %)
Superávit de capital del trabajo				73,404	50,676	45 %
Deuda total				415,209	392,946	6 %
Activos totales				749,792	754,062	(1 %)
Acciones ordinarias, fin de periodo (000's)				179,515	180,075	—
Operacionales	Tres meses terminados el 31 de diciembre,			Año terminado el 31 de diciembre,		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Producción, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	170,087	180,986	(6 %)	171,126	143,524	19 %
Crudo Colombia (bopd)	287	309	(7 %)	291	351	(17 %)
Total (boepd)	30,127	32,061	(6 %)	30,313	25,531	19 %
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	169,763	180,753	(6 %)	171,600	142,603	20 %
Crudo Colombia (bopd)	300	301	—	286	356	(20 %)
Total (boepd)	30,083	32,012	(6 %)	30,392	25,374	20 %
Netbacks operacionales ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.58	3.58	—	3.57	3.82	(7 %)
Crudo Colombia (\$/bopd)	23.04	27.08	(15 %)	18.57	25.92	(28 %)
Corporativo (\$/boe)	20.44	20.49	—	20.34	21.80	(7 %)



- (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) Durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, la Compañía realizó una pérdida neta de \$4.6 millones como resultado de un gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$51.2 millones relacionado principalmente con la eliminación de ciertos activos de impuesto diferido por pérdidas distintas a capital (ver la sección de “Gasto de Impuesto sobre la Renta” de este MD&A para mayores detalles).

* * *

Este comunicado de prensa debe leerse junto con los estados financieros consolidados auditados de la Corporación y el Análisis y Discusión de la Administración relacionada ("MD&A"). La Corporación ha presentado sus estados financieros consolidados auditados, MD&A relacionados y formulario de información anual del año terminado el 31 de diciembre 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 CNEF 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.

Las ventas de GNL de la Corporación representan menos del uno por ciento del total de las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL de la Corporación durante los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2020.

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.

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 de 2020, 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 de 2020, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Total Probada + Probable.

Los costos de descubrimiento y desarrollo 2P 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 terminado el 31 de diciembre de 2020. 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 ratio de reciclaje del gas natural es calculado dividiendo el netback de gas natural por los costos de descubrimiento y desarrollo.

El ratio de reciclaje de un año fue calculado en base al netback de gas natural del año terminado el 31 de diciembre de 2020 de \$3.57/Mcf, y el ratio de reciclaje de tres años fue calculado en base al netback de gas natural para los tres años terminados el 31 de diciembre de 2020 de \$3.71/Mcf.

Para más información 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>