



Canacol Energy Ltd. Reporta EBITDAX Ajustado Récord de \$296 Millones para el Año Terminado el 31 de Diciembre de 2024

CALGARY, ALBERTA – (Marzo 20, 2025) - 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 2024. Los montos en dólares están expresados en dólares estadounidenses, excepto cuando se indique lo contrario en precios unitarios en dólares canadienses ("C\$").

Aspectos destacados de los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2024

- El EBITDAX ajustado incrementó un 43% y un 25%, hasta \$76.1 millones y \$296.1 millones para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, frente a \$53.1 millones y \$236.8 millones en los mismos periodos de 2023. El incremento se debe principalmente a un aumento en el netback operativo de gas natural y gas natural licuado ("LNG"), contrarrestado por una disminución en el volumen de ventas contractuales de gas natural y LNG.
- Los fondos ajustados procedentes de las operaciones incrementaron 68% y 43% a \$52.1 millones y \$209.4 millones en los tres meses y en el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, comparado con \$31.0 millones y \$146.3 millones en los mismos periodos de 2023, explicado principalmente por un aumento en el EBITDAX.
- La ganancia operacional de gas natural y GNL de la Corporación incrementó un 39% y 32% hasta \$6.12/Mcf y \$5.41/Mcf en los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, frente a \$4.39Mcf y \$4.11/Mcf en los mismos periodos de 2023. El aumento se debe principalmente a un aumento de los precios promedio de venta, netos de gastos de transporte, compensado por un en las regalías.
- Los ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2024 aumentaron un 23% y un 16%, hasta \$98.3 millones y \$352.3 millones, respectivamente, frente a \$79.7 millones y \$304.9 millones en los mismos periodos de 2023, debido principalmente al aumento del precio promedio de venta, neto de gastos de transporte, de \$7.81/Mcf y \$6.99 Mcf para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2024, frente a \$6.04/Mcf y \$5.41 Mcf en los mismos periodos de 2023, compensado por una disminución en el volumen de ventas realizadas de gas natural y LNG.
- Los volúmenes de ventas contractuales realizados de gas natural disminuyeron un 4% y un 12%, hasta 158.0 MMmcfpd y 156.7 MMmcfpd para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con 164.8 MMmcfpd y 178.3 MMmcfpd en los mismos periodos de 2023 respectivamente.
- La Corporación obtuvo una pérdida neta de \$25.4 millones y 32.7 millones para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, frente a la ganancia neta de \$29.9 millones y \$86.2 millones para los mismos periodos de 2023, respectivamente. La pérdida neta para los tres meses y el año terminado el 31 de diciembre de 2024, es el resultado del reconocimiento de un gasto por impuesto sobre la renta diferido no monetario de \$28.9 millones y 77.2 millones para los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, comparado con una recuperación de impuesto sobre la renta diferido no monetario de \$31.7 millones y \$103.6 millones en 2023, respectivamente, compensado por un incremento en el EBITDAX.
- Los gastos de capital netos en efectivo durante los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2024 fueron de \$28.6 millones y \$122.3 millones, respectivamente, frente a los \$72.2 millones y \$215.2 millones de los mismos periodos de 2023. La disminución se debe a la reducción del gasto en terrenos y sísmica, reacondicionamientos, y perforación y completamiento.
- A 31 de diciembre de 2024, la Corporación tenía \$79.2 millones en efectivo y equivalentes de efectivo y \$45.5 millones de superávit de capital de trabajo.

Perspectiva

En 2025, la Corporación estará enfocada en:

- I. Mantener e incrementar la generación del EBITDA y las reservas a través de mayores precios de commodities, y la inversión en perforación, reacondicionamientos y nuevos proyectos de facilidades;
- II. Explorar oportunidades de exploración de gas de mayor impacto en el Valle Inferior del Magdalena (“VIM”);
- III. Reducir deuda;
- IV. Preparar el terreno para poder comenzar operaciones en Bolivia en 2026; y
- V. Continuar con el compromiso de la estrategia ambiental, social, y de gobierno de la Corporación.

La Corporación espera que los precios de los commodities se mantengan fuertes durante el resto de 2025 y, por esta razón, en el 2025, ha reducido sus volúmenes take-or-pay para maximizar la exposición al mercado spot. En línea con el objetivo de mantener e incrementar las reservas y producción de Canacol en sus activos principales en el Valle Inferior del Magdalena (VIM), la Corporación planea optimizar su producción y aumentar reservas mediante la perforación de hasta 11 pozos exploratorios y tres pozos de desarrollo, instalando nuevas facilidades de compresión y procesamiento según se requiera, además de realizar reacondicionamientos de pozos en producción en sus campos clave de gas. Estas actividades de exploración y desarrollo están planeadas para respaldar la sólida generación de EBITDA de Canacol y permitirle a la Corporación capitalizar la dinámica favorable del mercado de gas en 2025. Los pozos de desarrollo planeados incluyen los pozos Clarinete-11, Siku-2 y Lulo-3, todos ellos ya perforados exitosamente y puestos en producción a la fecha de este comunicado. El plan de perforación exploratoria incluye la perforación de 10 pozos exploratorios de gas en el VIM y un pozo exploratorio de gas y condensado en el Valle Medio del Magdalena (VMM). Entre los pozos exploratorios más relevantes del VIM están las operaciones actualmente en curso en Natilla-2.

Durante los últimos años, la Corporación ha consolidado una posición significativa en términos de área en el VMM, y en 2025 la Corporación planea perforar la estructura exploratoria Valiente, apuntando a una gran estructura somera ubicada aproximadamente cinco kilómetros al sur y estructuralmente más alta respecto al campo de gas Opón, descubierto en 1965 por Cities Services y posteriormente desarrollado por Amoco en 1997.

La Corporación también continúa sus esfuerzos respecto al proyecto exploratorio Pola, ubicado en el VMM. Pola es un prospecto de gran tamaño cuyo objetivo es gas en reservorios cretácicos a profundidades cercanas a los 17,000 pies. Debido al costo relativamente alto del pozo, la Corporación está evaluando actualmente sus opciones respecto a cómo avanzar con este proyecto.

En Bolivia, la Corporación está esperando la ratificación y formalización por parte del Congreso de tres contratos exploratorios (Arenales, Ovai y Florida Este) y un contrato de redesarrollo de campo (Tita), con el fin de establecer la fecha efectiva de los cuatro contratos. Actualmente, la Corporación está preparando la solicitud del permiso ambiental para Tita, junto con la formulación de los planes de desarrollo, con miras a iniciar actividades de reactivación del campo en 2026.

ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

(en dólares de Estados Unidos (los montos en tablas en miles) salvo que se indique lo contrario)

Financieros	Tres meses terminados el 31 de diciembre.			Año terminado el 31 de diciembre.		
	2024	2023	Cambio	2024	2023	Cambio
Ingresos de gas natural, LNG y crudo, neto de regalías y gastos de transporte	98,339	79,718	23%	352,252	304,854	16%
EBITDAX Ajustado ⁽¹⁾	76.054	53.144	43%	296.126	236.829	25%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	52.119	30.958	68%	209.375	146.287	43%
Por acción – básica (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	1.53	0.91	68%	6.14	4.29	43%
Por acción – diluida (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	1.53	0.91	68%	6.07	4.29	41%
Flujo de caja proveniente (uso) de las operaciones	42,428	22,571	88%	168,041	95,339	76%
Por acción – básica (\$) ⁽²⁾	1.24	0.66	88%	4.93	2.79	77%
Por acción – diluida (\$) ⁽²⁾	1.24	0.66	88%	4.87	2.79	75%
Ganancia (pérdida) neta y otro ingreso (pérdida)	(25,434)	29,897	n/a	(32,732)	86,237	n/a
Por acción – básica (\$) ⁽²⁾	(0.75)	0.88	n/a	(0.96)	2.53	n/a
Por acción – diluida (\$) ⁽²⁾	(0.75)	0.88	n/a	(0.96)	2.53	n/a
Promedio ponderado de acciones en circulación – básica ⁽²⁾	34.115	34.111	—%	34.112	34.111	—%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluida ⁽²⁾	34.115	34.111	—%	34.483	34.111	(1%)
Gasto de capital, neto de disposiciones ⁽¹⁾	28,634	72,246	(60%)	122,293	215,184	(43%)
				Dic 31, 2024	Dic 31, 2023	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				79,201	39,425	101%
Superávit de capital de trabajo (déficit)				45,524	(10,028)	n/a
Deuda total				762,313	713,435	7%
Activos totales				1,215,777	1,233,428	(1%)
Acciones ordinarias, final del periodo (000's) ⁽²⁾				34.120	34.111	—%
Operativo	Tres meses terminados el 31 de diciembre.			Año terminado el 31 de diciembre.		
	2024	2023	Cambio	2024	2023	Cambio
Producción ⁽¹⁾						
Gas natural v LNG (MMscfopd)	161.360	168.127	(4%)	160.664	181.664	(11%)
Petróleo de Colombia (bopd)	933	627	49%	1.411	563	151%
Total (boepd)	29.242	30.123	(3%)	29.598	32.366	(9%)
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾						
Gas natural v LNG (MMscfopd)	158.033	164.840	(4%)	156.702	178.293	(12%)
Petróleo de Colombia (bopd)	541	590	61%	1.402	553	154%
Total (boepd)	31.345	29.509	(3%)	28.894	31.833	(9%)
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural v LNG (\$/Mcf)	6.12	4.39	39%	5.41	4.11	32%
Petróleo de Colombia (\$/bopd)	11.54	13.29	(13%)	19.14	20.77	(8%)
Corporativo (\$/boe)	34.18	24.82	38%	30.28	23.39	29%

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



Este comunicado de prensa debe leerse junto con los estados financieros consolidados condensados de la Corporación y el correspondiente Análisis y Discusión de la Administración ("MD&A"). La Corporación ha presentado sus estados financieros consolidados condensados auditados y el correspondiente informe de gestión para los tres y año finalizado el 31 de diciembre de 2024 ante las autoridades reguladoras de valores canadienses. Estos archivos están disponibles para su revisión en SEDAR en www.sedar.com.

Canacol es una empresa de exploración y producción de gas natural con operaciones centradas en Colombia. Las acciones de la Corporación se cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo CNE, en 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.

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.

Los gastos de capital netos en efectivo se definen como los gastos de capital netos de disposiciones, excluyendo costos y ajustes no monetarios, como la adición de activos arrendados por derecho de uso y cambios en las obligaciones de desmantelamiento.

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 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>

