



Canacol Energy Ltd. Reporta una Ganancia Neta de \$13,9 Millones para el Segundo Trimestre de 2025

CALGARY, ALBERTA - (agosto 7 de 2025) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Compañía") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en informar sus resultados financieros y operativos para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025. Los importes en dólares se expresan en dólares de los Estados Unidos, con excepción de los precios unitarios en dólares canadienses ("C\$") donde se indica y se señala de otro modo.

Aspectos destacados para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025.

- La ganancia operacional neta de gas natural y gas natural licuado ("GNL") de la Compañía disminuyó un 4% a \$5,11 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2025, en comparación con \$5,34 por Mcf para el mismo período en 2024. La disminución se debe principalmente a un aumento en los gastos operativos por Mcf como resultado de los gastos operativos fijos sobre un menor volumen de ventas. La ganancia operacional neta de gas natural y GNL de la Compañía aumentó un 4% a \$5,30 por Mcf para los seis meses terminados en junio 30 de 2025, en comparación con \$5,12 por Mcf para el mismo período en 2024. El aumento se debe a un incremento en los precios promedios de venta, compensado por un aumento en los gastos operativos por Mcf.
- El EBITDAX ajustado disminuyó un 35% y un 23% a \$47,4 millones y \$103,6 millones para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con \$73,2 y \$134,2 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente. La disminución se debe principalmente a una reducción en los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones disminuyeron un 35% y un 23% a \$36,9 millones y \$76,2 millones para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con \$57,1 millones y \$99,3 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente, principalmente por una reducción en el EBITDAX.
- Los ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, disminuyeron un 27% y un 17% a \$64,8 millones y \$137,5 millones, respectivamente, en comparación con \$88,3 millones y \$166,0 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente, principalmente por una reducción en los volúmenes de ventas realizadas de gas natural y GNL.
- El volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural disminuyó un 25% y un 20% a 119,0 MMcfpd y 123,8 MMcfpd para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con 158,5 MMcfpd y 154,5 MMcfpd para los mismos períodos en 2024, respectivamente.
- La Compañía obtuvo una ganancia neta de \$13,9 millones y \$45,7 millones para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con una pérdida neta de \$21,3 millones y \$17,6 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente. El aumento en la ganancia neta es el resultado de reconocer una recuperación del impuesto sobre la renta diferido no en efectivo de \$14,1 y \$33,6 para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con un gasto de impuesto sobre la renta diferido no en efectivo de \$42,6 millones y \$43,1 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente.
- Los gastos de capital en efectivo netos para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025 fueron de \$57,1 millones y \$107,5 millones, respectivamente, en comparación con \$33,9 millones y \$69,7 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente. El aumento está relacionado principalmente con el costo de perforación del pozo de exploración Natilla-2.
- A junio 30 de 2025, la Compañía tenía \$37,0 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$20,9 millones en déficit de capital de trabajo.

Perspectiva

La Compañía continúa enfocada en completar sus programas de perforación y reacondicionamiento de pozos de exploración y desarrollo, y la instalación de compresión adicional, para el resto de 2025. En junio de 2025 fueron perforados un nuevo pozo de exploración exitoso, Borbón-1, y un nuevo pozo de evaluación exitoso, Fresa-4. La Corporación también está completando la perforación del pozo de exploración Palomino-1 ubicado en el área de Sucre Norte a la fecha de este MD&A.

A finales de julio de 2025, los pozos de exploración Borbón-1 y Zamia-1, ubicados en el área de Sucre Norte, fueron conectados a las instalaciones de producción permanente en Jobo, cada uno actualmente produciendo aproximadamente 8 MMcfpd. El pozo de evaluación exitoso Fresa-4 también se puso en producción a finales de julio de 2025 y actualmente está produciendo a aproximadamente 9 MMcfpd. Una vez completado, se prevé que el pozo de exploración Palomino-1 entre en producción a una tasa de entre 8 y 10 MMcfpd a mediados de agosto de 2025. Las ventas actuales de gas natural son de aproximadamente 138 MMcfpd.

Sostenibilidad

Durante el trimestre terminado en junio 30 de 2025, la Compañía presentó sus Informes de 2024 de ESG [sigla en inglés de aspectos Ambientales, Sociales y de Gobierno Corporativo] y TCFD [sigla en inglés de Grupo de Trabajo sobre Divulgación Financiera Relacionada con el Clima]. Ambos informes están disponibles en el sitio web de la Compañía en www.canacolenergy.com.

Cambio en la Dirección Ejecutiva

La Compañía anuncia que el Sr. William Satterfield, Vicepresidente Sénior de Exploración, presentó su renuncia a partir de agosto 7 de 2025. La Junta Directiva de la Compañía desea agradecer al Sr. Satterfield por su dedicación y contribuciones a Canacol durante los últimos cuatro años, y le desea lo mejor en sus esfuerzos personales y profesionales futuros.

ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	64.809	88.288	(27%)	137.544	165.979	(17%)
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	47.350	73.187	(35%)	103.618	134.228	(23%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	36.855	57.121	(35%)	76.171	99.347	(23%)
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	1,08	1,67	(35%)	2,23	2,91	(23%)
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	1,08	1,67	(35%)	2,23	2,91	(23%)
Flujos de caja aportados por actividades operativas	33.351	49.202	(32%)	95.939	103.921	(8%)
Por acción – básicos (\$)	0,98	1,44	(32%)	2,81	3,05	(8%)
Por acción – diluidos (\$)	0,98	1,44	(32%)	2,81	3,05	(8%)
Utilidad neta y utilidad integral	13.856	(21.298)	N/A	45.657	(17.644)	N/A
Por acción – básica (\$)	0,41	(0,62)	N/A	1,34	(0,52)	N/A
Por acción – diluida (\$)	0,41	(0,62)	N/A	1,34	(0,52)	N/A
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	34.120	34.111	—%	34.120	34.111	—%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	34.120	34.111	—%	34.121	34.111	—%
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	57.052	33.853	69%	107.529	69.731	54%
				Junio 30 de 2025	Diciembre 31 de 2024	Variación
Efectivo y equivalentes a efectivo				37.046	79.201	(53%)
Superávit de capital de trabajo (déficit)				(20.875)	45.524	N/A
Deuda total				755.055	762.313	(1%)
Activos totales				1.240.255	1.215.777	2%
Acciones ordinarias, fin del período (000)				34.120	34.120	—%
Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Producción						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	124.345	162.652	(24%)	129.033	158.348	(19%)
Petróleo de Colombia (bopd)	1.380	1.700	(19%)	1.304	1.552	(16%)
Total (boepd)	23.195	30.235	(23%)	23.941	29.332	(18%)
Ventas contractuales realizadas						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	118.972	158.541	(25%)	123.805	154.481	(20%)
Petróleo de Colombia (bopd)	1.382	1.681	(18%)	1.289	1.535	(16%)
Total (boepd)	22.254	29.495	(25%)	23.009	28.637	(20%)
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	5,11	5,34	(4%)	5,30	5,12	4%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	16,32	21,98	(26%)	15,14	21,14	(28%)
Corporativas (\$/boe)	28,34	29,95	(5%)	29,37	28,77	2%

(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 ser leído en conjunto con los estados financieros intermedios consolidados condensados de la Compañía y el Informe de Discusión y Análisis de la Administración ("MD&A" [por su sigla en inglés]) relacionado. La Compañía ha presentado sus estados financieros intermedios consolidados condensados y el MD&A relacionado a y para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025 ante las autoridades reguladoras de valores canadienses. Estas presentaciones están disponibles para revisión en SEDAR+ en www.sedarplus.ca.

Canacol es una compañía de exploración y producción de gas natural con operaciones enfocadas en Colombia. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, y la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC.

Este comunicado de prensa contiene algunas declaraciones con proyecciones a futuro según el significado de la ley de valores aplicable. Las declaraciones con proyecciones a futuro con frecuencia se caracterizan por palabras como "planear", "esperar", "proyectar", "apuntar a", "pretender", "creer", "anticipar", "estimar" y otras palabras similares, o declaraciones de que ciertos eventos o condiciones "pueden ocurrir" u "ocurrirán", incluyendo, entre otras, declaraciones relacionadas con tasas de producción estimadas de las propiedades de la Compañía y programas de trabajo previstos y plazos asociados. Las declaraciones con proyecciones a futuro se basan en las opiniones y estimaciones de la gerencia en la fecha en que las declaraciones se realizan y están sujetas a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que pueden hacer que los eventos o resultados reales difieran sustancialmente de los proyectados en las declaraciones con proyecciones a futuro. La Compañía no puede asegurar que los resultados reales serán consistentes con estas declaraciones con proyecciones a futuro. Se realizan a la fecha del presente documento y están sujetas a cambios y la Compañía no asume obligación alguna de revisarlas o actualizarlas para reflejar nuevas circunstancias, excepto según lo exigido por la ley. La información y la orientación dadas en este documento sustituyen y reemplazan cualquier información con proyecciones a futuro proporcionada en divulgaciones anteriores. Los posibles inversionistas no deben depositar una confianza indebida en las declaraciones con proyecciones a futuro. Estos factores incluyen los riesgos inherentes involucrados en la exploración y el desarrollo de propiedades de petróleo crudo y gas natural, las incertidumbres involucradas en la interpretación de los resultados de perforación y otros datos geológicos y geofísicos, los precios fluctuantes de la energía, la posibilidad de sobrecostos o costos imprevistos o demoras y otras incertidumbres asociadas con la industria del petróleo y del gas. Otros factores de riesgo pueden incluir riesgos asociados con la negociación con gobiernos extranjeros, así como el riesgo país asociado con la realización de actividades internacionales, y otros factores, muchos de los cuales están fuera del control de la Compañía. Otros riesgos se describen con más detalle en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración ("MD&A") y el Formulario de Información Anual más recientes de la Compañía, que se incorporan aquí por referencia y están radicados en SEDAR+ en www.sedarplus.ca. Las cifras medias de producción para un período determinado se obtienen usando el promedio aritmético de los datos históricos de producción fluctuantes para todo el período indicado y, en consecuencia, no representan una tasa constante de producción para ese período y no son un indicador del desempeño futuro de la producción. Información detallada con respecto a la producción mensual en los campos operados por la Compañía en Colombia es suministrada por la Compañía al Ministerio de Minas y Energía de Colombia y es publicada por el Ministerio en su sitio web; un enlace directo a esta información se proporciona en el sitio web de la Compañía. Las referencias a la producción "neta" se refieren a la producción de interés de trabajo de la Compañía antes de regalías.

Uso de Medidas Financieras Que No Están en las NIIF - Tales medidas complementarias no deben considerarse como una alternativa a, ni más significativas que, las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF como un indicador del desempeño de la Compañía, y tales medidas pueden no ser comparables con las informadas por otras compañías. Este comunicado de prensa también proporciona información sobre los fondos ajustados provenientes de las operaciones. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida no definida en las NIIF. Representan el efectivo aportado (usado) por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y la liquidación de obligaciones de desmantelamiento, ajustado por cargos no recurrentes. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestra la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para financiar el crecimiento futuro a través de la inversión de capital y para pagar la deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben considerarse como una alternativa a, ni más significativos que, el efectivo aportado por las actividades operativas según lo determinado de conformidad con 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 obtener más detalles sobre cómo la Compañía concilia su efectivo aportado por las actividades operativas con los fondos ajustados provenientes de las operaciones, por favor consulte la sección "Medidas Que No Están en las NIIF" del MD&A de la Compañía. Además, este comunicado de prensa hace referencia a las medidas de EBITDAX ajustado y ganancia operacional neta. El EBITDAX ajustado se define como el ingreso neto consolidado ajustado por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como ventas totales de gas natural, GNL y petróleo, netas de gastos de transporte, menos regalías y gastos operativos, calculadas por barril de petróleo equivalente de los volúmenes de ventas usando una conversión. La ganancia operacional neta es una medida importante en la evaluación del desempeño operativo, pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos. El EBITDAX ajustado y la ganancia operacional neta, como se han presentado, no tienen un significado estandarizado establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de medidas similares para otras entidades.

La ganancia operacional neta se define como ingresos, netos de gastos de transporte, menos regalías y gastos operativos.

Las ventas contractuales realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido por contratos nominados en firme sin entrega real de gas natural o GNL y la expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas.

Los gastos de capital en efectivo netos se definen como gastos de capital netos de enajenaciones, excluyendo costos distintos a efectivo y ajustes tales como la adición de activos arrendados con derecho de uso y cambio en las obligaciones de desmantelamiento.

Las ventas de GNL de la Compañía representan menos del uno por ciento del total de las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL de la Compañía.

Conversión de Boe – En este comunicado de prensa se usa el término "boe". El boe puede ser engañoso, en particular si se usa aisladamente. Una razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este comunicado de prensa, hemos expresado el boe usando el estándar de conversión colombiano de 5,7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Como la relación de valor entre el gas natural y el petróleo crudo, basada en los precios actuales del gas natural y del petróleo crudo, es significativamente diferente de la equivalencia energética de 5,7 Mcf:1, el uso de una conversión sobre la base de 5.7 Mcf:1 puede ser engañoso como indicación de valor.

Para más información, por favor póngase en contacto con:

Relaciones con Inversionistas

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

Global: +1.403.561.1648 IR-GLOBAL@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.com>