

Canacol Energy Ltd. Reporta un Incremento del 13% en los Volúmenes de Ventas Contractuales Realizadas de Gas Natural y una Utilidad Neta de \$ 2.4 Millones en el 2T 2021

CALGARY, ALBERTA - (Agosto 5, 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 y seis meses terminados el 30 de junio de 2021. Los montos en dólares se expresan en dólares de los Estados Unidos, con la excepción de los precios unitarios en dólares canadienses ("C\$") cuando se indiquen y se indiquen de otro modo.

Aspectos destacados para los tres y seis meses terminados el 31 de junio de 2021

(La producción se expresa en participación neta antes de regalías)

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

- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural aumentaron 13% a 171.5 MMscfpd para los tres meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con 152.2 MMscfpd para el mismo período de 2020. Los volúmenes de producción promedio de gas natural aumentaron 15% a 173.1 MMscfpd para los tres meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con 151.1 MMscfpd para el mismo período de 2020. El aumento se debe principalmente al aumento de las ventas de contratos en firme y en el mercado *spot* como resultado del levantamiento gradual de las restricciones por la pandemia del COVID-19 durante los tres meses finalizados el 30 de junio de 2021. Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural disminuyeron 1% a 174.5 MMscfpd para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con 176.9 MMscfpd para el mismo período en 2020. Los volúmenes de producción promedio de gas natural fueron de 176.3 MMscfpd para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021 y 2020.
- Los ingresos totales de gas natural, netos de regalías y gastos de transporte disminuyeron 1% y 10% a \$52.6 millones y \$110.9 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con \$53.3 millones y \$123.2 millones para los mismos períodos de 2020, respectivamente, atribuible principalmente a los menores precios de venta realizados de gas natural, netos de los gastos de transporte.
- Con posterioridad al 30 de junio de 2021, la demanda de volúmenes de mercado *spot* se ha incrementado, como lo demuestra el volumen de ventas contractuales de gas natural realizado en julio de 2021 de aproximadamente 190 MMscfpd, principalmente debido a lo siguiente: i) los recientes disturbios políticos en Colombia han mejorado, ii) el despliegue de la vacunación contra el COVID-19 en Colombia está en marcha y iii) el fenómeno climático de La Niña se ha debilitado, todo lo cual, se traduce en una mayor demanda de gas natural. Como tal, los precios promedio de venta de gas natural y GNL del mercado *spot*, netos de transporte, han sido significativamente más altos desde mediados de julio de 2021, en comparación con los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2021.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron 8% a \$ 33.6 millones para los tres meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con \$ 31.2 millones para el mismo período en 2020. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones disminuyeron 6% a \$ 71.9 millones para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con \$ 76.5 millones para el mismo período en 2020. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica aumentaron un 12% a \$ 0.19 por acción básica para los tres meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con \$ 0.17 por acción básica para el mismo período de 2020. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica

disminuyeron 5% a \$ 0.40 por acción básica para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con \$ 0.42 por acción básica para el mismo período de 2020.

- El EBITDAX aumentó 10% a \$ 44.6 millones para los tres meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con \$ 40.4 millones para el mismo período de 2020. El EBITDAX disminuyó 8% a \$91.4 millones para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con \$99.3 para el mismo período de 2020.
- La Corporación realizó una utilidad neta de \$ 2.4 millones para los tres meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con una utilidad neta de \$ 17.7 millones para el mismo período en 2020, lo que resultó en una disminución del 86% año tras año. La disminución se debe principalmente a una recuperación de impuestos diferidos realizada durante los tres meses terminados el 30 de junio de 2020 como resultado de la recuperación del peso colombiano ("COP") en relación con el USD al 30 de junio de 2020 en comparación con el 31 de marzo de 2020. La Corporación realizó una pérdida neta de \$0.6 millones para los seis meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con una pérdida neta de \$8.3 millones para el mismo período en 2020. La pérdida neta realizada durante los seis meses terminados el 30 de junio de 2021 se debe principalmente a un gasto por impuestos diferidos de \$9.7 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción en el tipo de cambio COP sobre el valor de las pérdidas de impuestos no usadas y *pools* de costos.
- La ganancia operacional neta de gas natural de la Corporación disminuyó 13% y 10% a \$ 3.14 por Mcf y \$ 3.25 por Mcf en los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con \$ 3.63 por Mcf y \$ 3.60 por Mcf para los mismos períodos en 2020, respectivamente. La disminución se debe principalmente a precios promedio realizados más bajos, netos de los gastos de transporte debido a contratos fijos de menor precio para la contratación del año 2021 en comparación con la contratación del año 2020. Las regalías de la Corporación por Mcf aumentaron en un 11% y 3% a \$ 0.71 por Mcf en los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2021, en comparación con \$ 0.64 por Mcf y \$ 0.69 por Mcf para los mismos períodos en 2020, respectivamente. El aumento se debe a una mayor producción en el bloque VIM-5 de la Corporación, que está sujeto a una tasa de regalías más alta.
- Los gastos de capital netos para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2021 fueron de \$26.4 millones y \$54.2 millones, respectivamente. Los gastos de capital netos incluyeron ajustes no monetarios relacionados con las obligaciones de desmantelamiento y derecho de uso de activos bajo arrendamiento de \$ 1.9 millones y \$ 1.4 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2021, respectivamente.
- El 17 de junio de 2021, la Corporación celebró un contrato de crédito a tres años con el Banco Divivienda ("Deuda Bancaria de Colombia") por un monto principal de \$12.9 millones denominado en COP, el cual está sujeto a una tasa de interés anual del Indicador Bancario de Referencia ("IBR") más 2.5% (el IBR era de 1.86% a la fecha del acuerdo). La Deuda Bancaria de Colombia se utilizó para pagar el pasivo de liquidación de litigio de la Corporación, que estaba sujeta a una tasa de interés anual del 8.74%. Como resultado de una tasa de interés más baja, la Corporación logrará ahorros de interés anuales de aproximadamente \$0.6 millones (tasa de interés más baja de 4.38% a la fecha del acuerdo).
- A junio 30 de 2021, la Corporación tenía \$34.8 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$44.7 millones en superávit de capital de trabajo. Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, la Corporación hizo los siguientes pagos en efectivo: i) cuota restante de impuesto de renta de 2020 de \$11.3 millones; ii) cuotas de impuesto de 2021 pagado por anticipado de \$10.7 millones; y iii) pago semestral de intereses de las Notas Senior de \$12.1 millones. La Corporación espera que una parte de sus cuotas de impuesto de 2020, pagado por anticipado, por un total de \$9.3 millones sea devuelta por las autoridades tributarias colombianas a finales del tercer trimestre de 2021.
-

Perspectiva

Para lo que resta de 2021, la Corporación está enfocada en los siguientes objetivos: 1) Apuntar a la perforación de hasta doce pozos de exploración, evaluación y desarrollo en un programa continuo con el objetivo de lograr una tasa de reemplazo de reservas 2P de más del 200 por ciento. La Corporación ha perforado seis pozos de exploración y desarrollo, con un importante descubrimiento de gas hecho en Aguas Vivas, que actualmente está siendo evaluado. Debido a retrasos relacionados con el COVID-19 y la huelga nacional en Colombia, la Compañía ha reducido a diez en total el número de pozos que pretende perforar este año; 2) La adquisición de los 655 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en los bloques VIM-5 y SSJN-7 de la Corporación para ampliar su inventario de prospectos de exploración. La Compañía ha completado con éxito el programa de sísmica en SSJN-7 y actualmente está en el proceso de adquisición en VIM-5; 3) La firma de un acuerdo definitivo para construir un nuevo gasoducto desde las instalaciones 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; 4) El fortalecimiento continuo de nuestra estrategia y reporte ambiental, social y de gobierno. La Corporación ha publicado su informe de sostenibilidad de 2020, logrando avances sustanciales en todas las mediciones claves; 5) La continuación de nuestro programa de retorno de capital a los accionistas. La Corporación ha continuado el pago de dividendos trimestrales sin reducción en los montos de los dividendos. Además, desde que la Corporación obtuvo la aprobación necesaria para llevar a cabo una oferta de emisor de curso normal para comprar acciones ordinarias en circulación de la Corporación en noviembre de 2018, ha adquirido y cancelado 4,857,013 acciones ordinarias de la Corporación a un precio promedio de C\$3.59 por acción, incluyendo 2,060,000 acciones ordinarias, que fueron recompradas desde mayo de 2021, a un precio promedio de C\$3.31 por acción ordinaria.

ASPECTOS FINANCIEROS & OPERACIONALES DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Ingresos totales por gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	59,969	54,405	10%	125,787	125,399	—
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽³⁾	33,643	31,181	8%	71,929	76,462	(6%)
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.19	0.17	12%	0.40	0.42	(5%)
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.19	0.17	12%	0.40	0.42	(5%)
Ganancia (pérdida) neta y otra ganancia (pérdida) total ⁽²⁾	2,424	17,715	(86%)	(638)	(8,273)	(92%)
Por acción – básica (\$)	0.01	0.10	(90%)	—	(0.05)	(100%)
Por acción – diluida (\$)	0.01	0.10	(90%)	—	(0.05)	(100%)
Flujo de caja aportado por actividades operativas ⁽³⁾	(13)	37,814	n/a	37,887	75,832	(50%)
Por acción – básico (\$)	—	0.21	(100%)	0.21	0.42	(50%)
Por acción – diluido (\$)	—	0.21	(100%)	0.21	0.42	(50%)
EBITDAX ⁽¹⁾	44,638	40,415	10%	91,354	99,285	(8%)
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	179,289	180,916	(1%)	179,401	180,923	(1%)
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	179,289	181,484	(1%)	179,401	181,622	(1%)
Gastos de capital, netos de disposiciones	26,363	8,269	219%	54,207	28,161	92%
				Junio 30 de 2021	Diciembre 31 de 2020	Variación
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽⁴⁾				34,834	68,280	(49%)
Superávit de capital de trabajo				44,740	73,404	(39%)
Deuda total				410,896	415,209	(1%)
Activos totales				728,242	749,792	(3%)
Acciones ordinarias, final del período (000)				178,515	179,515	(1%)

Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2021	2020	Variación	2021	2020	Variación
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	173,117	151,127	15%	176,278	176,259	—
Petróleo de Colombia (bopd)	262	245	7%	259	280	(8%)
Total (boepd)	30,633	26,758	14%	31,185	31,203	—
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	171,463	152,248	13%	174,532	176,884	(1%)
Petróleo de Colombia (bopd)	209	197	6%	258	247	4%
Total (boepd)	30,290	26,907	13%	30,878	31,279	(1%)
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.14	3.63	(13%)	3.25	3.60	(10%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	33.54	12.16	176%	33.81	17.00	99%
Corporativo (\$/boe)	17.98	20.61	(13%)	18.67	20.55	(9%)

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

(2) La Compañía realizó una pérdida neta durante los seis meses terminados en junio 30 de 2021 debida principalmente al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$9,7 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del peso colombiano ("COP") en el valor de pérdidas fiscales no usadas y grupos de costos. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto de renta diferido para el período.

(3) Los fondos ajustados de las operaciones representan el flujo de efectivo (utilizado) proporcionado por las actividades operativas antes de ciertos ajustes relacionados con: i) cambios en el capital de trabajo no monetario de \$ 20.7 millones, principalmente debido a ciertos pagos en efectivo de gastos de impuestos sobre la renta (consulte la sección "Gasto en impuestos sobre la renta" del MD&A), ii) el pago del saldo pendiente restante del pasivo de liquidación de litigios de la Corporación de \$ 12.9 millones.

(4) Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2021, la Compañía hizo los siguientes pagos en efectivo: 1) gasto de impuesto de renta de 2020 de \$11,3 millones; ii) cuotas de impuesto de 2021 pagado por anticipado de \$10,7 millones; y iii) pago semestral de intereses de Títulos Preferenciales de \$12,1 millones. La Compañía espera recibir una parte de sus cuotas de impuesto de 2020 pagado por anticipado por un total de \$9,3 millones en efectivo de las autoridades tributarias colombianas para finales de 2021.

* * *

Este comunicado de prensa debe leerse junto con los estados financieros intermedios condensados consolidados de la Corporación y el Análisis y Discusión de la Administración relacionada ("MD&A") relacionado. La Corporación ha presentado sus estados financieros intermedios condensados consolidados y MD&A relacionados para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2021, 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.

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.

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>