

Canacol Energy Ltd. Reporta un Incremento del 17% en los Volúmenes de Ventas Contractuales Realizadas de Gas Natural y una Utilidad Neta de \$ 8.8 Millones en el 3T 2021

CALGARY, ALBERTA - (Noviembre 4, 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 nueve meses terminados el 30 de septiembre 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 el 3T 2021 vs 2T 2021

- El EBITDAX aumentó un 21% a \$ 53.8 millones para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 44.6 millones para los tres meses terminados el 30 de junio de 2021.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron un 14% a \$ 38.2 millones para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 33.6 millones para los tres meses terminados el 30 de junio de 2021.
- Los volúmenes de las ventas contractuales realizadas de gas natural aumentaron un 11% a 190.6 MMscfpd para los tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con 171.5 MMscfpd para los tres meses terminados el 30 de junio de 2021.
- Ganancia neta de \$ 8.8 millones durante los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 2.4 millones para los tres meses terminados el 30 de junio de 2021.
- La recompra y cancelación de 1,773,700 acciones ordinarias de la Corporación a un costo de \$ 4.6 millones durante los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con 1,000,000 de acciones ordinarias recompradas a un costo de \$ 2.8 millones durante los tres meses terminados el 30 de junio de 2021. Durante el tercer trimestre, Canacol también declaró su octavo dividendo consecutivo de C\$.052 por acción ordinaria.

Aspectos destacados para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre 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 las ventas contractuales realizadas de gas natural aumentaron un 17% y un 4% a 190.6 MMscfpd y 179.9 MMscfpd para los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con 163 MMscfpd y 172.2 MMscfpd para los mismos períodos en 2020, respectivamente. Los volúmenes de producción promedio de gas natural aumentaron 19% y 6% a 192.4 MMscfpd y 181.7 MMscfpd para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con 162 MMscfpd y 171.5 MMscfpd para los mismos períodos en 2020, respectivamente. Los incrementos se deben al aumento de la demanda de gas natural a medida que se levantan gradualmente las restricciones de la pandemia de COVID-19.
- Los ingresos totales de gas natural, netos de regalías y gastos de transporte, aumentaron un 16% a \$ 65.5 millones para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 56.3 millones para el mismo período en 2020, principalmente atribuible a un aumento en la producción de gas natural y un precio de venta de gas natural ligeramente más alto, neto de los gastos de transporte. Los ingresos totales de gas natural, netos de regalías y gastos de transporte, disminuyeron un 2% a \$ 176.4 millones para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 179.5 millones para los mismos períodos en 2020, respectivamente. La disminución es atribuible principalmente a un mayor gasto en regalías, principalmente debido a una mayor producción en el bloque VIM-5, que está sujeta a una mayor tasa de regalías y menores precios de venta realizados de gas natural, netos de gastos de transporte,

principalmente debido a contratos fijos de menor precio para el año contractual 2021 en comparación con el año contractual 2020.

- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron un 14% a \$ 38.2 millones y aumentaron a \$ 110.2 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 33.4 millones y \$ 109.9 millones para los mismos períodos en 2020, respectivamente. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica aumentaron un 22% y un 2% a \$ 0.22 por acción básica y \$ 0.62 por acción básica para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 0.18 por acción básica y \$ 0.61 por acción básica para los mismos períodos en 2020, respectivamente.
- El EBITDAX aumentó 27% y 3% a \$53.8 millones y \$145.2 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$42.3 millones y \$141.6 millones para los mismos períodos en 2020, respectivamente.
- La Corporación obtuvo una ganancia neta de \$ 8.8 millones para los tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con una ganancia neta de \$ 2.6 millones para el mismo período en 2020, lo que resultó en un aumento del 237% año a año. La Corporación obtuvo una ganancia neta de \$ 8.2 millones para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con una pérdida neta de \$ 5.7 millones para el mismo período en 2020.
- La ganancia operacional neta de gas natural de la Corporación aumentó un 1% a \$ 3.49 por Mcf en los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 3.47 por Mcf para el mismo período en 2020. El aumento se debe principalmente a los menores gastos operativos promedio por Mcf, compensados por mayores regalías por Mcf. Los gastos operativos por Mcf disminuyeron un 14% a \$ 0.25 por Mcf durante los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 0.29 por Mcf para el mismo período en 2020, principalmente debido a un aumento en la producción de gas natural, ya que la mayoría de los gastos operativos de la Corporación son fijos. Las regalías por Mcf aumentaron un 5% a \$ 0.69 por Mcf en los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 0.66 por Mcf para el mismo período en 2020. El aumento se debe principalmente a una mayor producción en el bloque VIM-5 de la Corporación, que está sujeto a una tasa de regalías más alta.
- La ganancia operacional neta de gas natural de la Corporación disminuyó un 6% a \$ 3.34 por Mcf en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 3.57 por Mcf para el mismo período en 2020. La disminución se debe principalmente a los precios promedio realizados más bajos, netos de los gastos de transporte, debido a contratos fijos de menor precio para el año contractual 2021 en comparación con el año contractual 2020. Además, las regalías de la Corporación por Mcf aumentaron un 3% a \$ 0.70 por Mcf en los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2021, en comparación con \$ 0.68 por Mcf para el mismo período en 2020. 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 netos de capital para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2021 fueron de \$ 24.2 millones y \$ 78.4 millones, respectivamente. Los gastos netos de capital incluyeron ajustes no monetarios relacionados principalmente con las obligaciones de desmantelamiento y los activos arrendados con derecho de uso de \$ 0.1 millones y \$ 1.5 millones para los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2021, respectivamente.
- El 17 de junio de 2021, la Corporación celebró un contrato de crédito a tres años con el Banco Davivienda ("Deuda Bancaria de Colombia") por un monto 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 logró ahorros de interés anuales de aproximadamente \$0.6 millones (tasa de interés más baja de 4.38% a la fecha del acuerdo).
- El 12 de agosto de 2021, la Corporación modificó su Préstamo Puente para extender tanto el plazo como el período de disponibilidad de los montos no desembolsados del 31 de julio de 2022 al 31 de julio de 2023. El Préstamo Puente fue suscrito por la Corporación para construir y ser dueña del gasoducto Medellín (el "Proyecto"), siendo Canacol el garante durante todo el plazo pendiente del Préstamo Puente. Durante el plazo, Canacol tiene la intención de desinvertir entre el 75% y el 100% de la propiedad del Proyecto,

manteniendo hasta un 25% de participación en la propiedad con Canacol como garante durante todo el plazo pendiente del Préstamo Puente. de julio de 2023.

- A septiembre 30 de 2021 la Corporación tenía \$43.1 millones en efectivo y equivalentes de efectivo y \$38 millones en superávit de capital de trabajo. La Corporación hizo algunos pagos en efectivo significativos durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, relacionados con: i) ciertos pagos en efectivo de gasto de impuesto sobre la renta de \$31.9 millones (ver la sección "Gasto de Impuesto sobre la Renta" en el MD&A) y ii) el pago de intereses semestrales de los Títulos Preferenciales de \$11.6 millones, compensados por la mayoría de las cuotas de impuestos prepagados en 2020 por un total de \$9 millones que fueron recibidos de la autoridad tributaria colombiana.

Sostenibilidad

Canacol continúa comprometida con el fortalecimiento de su estrategia en asuntos ambientales, sociales y de gobierno ("ESG"). Canacol apoya con entusiasmo las metas globales para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París, así como el compromiso de Colombia con una reducción del 51% en las emisiones para 2030, para lo cual el gas natural jugará un papel crucial en una transición energética justa y equitativa.

El propósito de la Corporación en asuntos ESG es mejorar la calidad de vida de millones de personas a través de la exploración, la producción y el suministro de gas natural convencional en Colombia. Junto con esto, el objetivo de la Corporación es generar valor para sus grupos de interés de forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición de la Corporación al gas natural, ahora tiene una propuesta de valor amigable con el medio ambiente que contribuye a la reducción de las emisiones de CO₂ en Colombia y provee un uso más eficiente de los recursos.

La Corporación continúa apoyando a sus comunidades en proyectos sociales esenciales como el acceso a agua y servicios públicos, proyectos productivos, construcción y mejora de infraestructura pública y comunitaria, becas técnicas y universitarias, entre otros.

La Corporación cuenta con sólidos estándares y procedimientos de gobierno corporativo, que están alineados con las mejores prácticas y tendencias globales, y usa mecanismos de control que protegen los intereses de los accionistas, respetan y promueven los derechos humanos, garantizan el comportamiento ético y la integridad y aseguran el cumplimiento normativo.

En 2021, la Corporación ha realizado mejoras sustanciales no solamente en los muchos aspectos ESG relacionados con su negocio, sino también en la forma en que gestiona e informa sobre la sostenibilidad a sus grupos de interés. Para lo que resta de 2021 y posteriormente, la Corporación está comprometida con el desarrollo y el mantenimiento de una estrategia ESG sólida y, en esa medida, ha desarrollado un plan de seis años con las siguientes cuatro prioridades:

- 1) Un futuro con energía más limpia: entregar gas natural bajo los más altos estándares de eficiencia ambiental y operativa.
- 2) Un equipo seguro y comprometido: mantener las mejores prácticas de salud y seguridad y promover una cultura diversa e inclusiva.
- 3) Un negocio transparente y ético: adoptar las mejores prácticas, fomentar el respeto de los derechos humanos y garantizar la ética y la integridad en todo lo que hace Canacol.
- 4) Una sociedad guiada por el desarrollo sostenible: promover y mantener relaciones estrechas y transparentes que garanticen el crecimiento y la calidad de vida de las comunidades.

La Corporación ha identificado objetivos específicos como parte del plan de seis años que abarcan las cuatro prioridades, incluyendo cosas tales como objetivos de reducción adicionales para las emisiones de CO₂, un aumento año tras año en fuentes de energía renovables y baja o nula emisión de carbono, el establecimiento de acuerdos de conservación de la biodiversidad con las partes interesadas locales, la implementación de un

modelo 100% cero residuos para las operaciones de la Corporación, fortalecimiento adicional de su entorno de trabajo diverso e inclusivo y la demostración de tolerancia cero a la corrupción y las violaciones de derechos humanos.

Perspectiva

Para lo que resta de 2021, la Corporación espera completar un programa de perforación de once pozos, que estará marcado por la perforación del pozo de exploración Siku-1. Con respecto al proyecto del gasoducto a Medellín, la Compañía continuará enfocándose en las siguientes actividades relacionadas con el proyecto del gasoducto, todas las cuales se espera que sean terminadas a finales del primer trimestre de 2022: 1) culminar el trabajo sobre el permiso ambiental para presentarlo al ANLA para su aprobación; 2) finalizar la selección de la compañía constructora que será responsable de la construcción y operación del gasoducto; 3) hacer los arreglos de financiación necesarios para la ejecución del proyecto; y 4) continuar negociando y firmando contratos de venta de gas de 45 MMscfpd adicionales con consumidores del interior para llenar la capacidad inicial del gasoducto de 100 MMscfpd.

Las Ventas de Gas Promediaron 192 MMscfpd Para Octubre de 2021

Las ventas contractuales promedio realizadas de gas natural (las cuales son gas producido, entregado y pagado) fueron 192 millones de pies cúbicos estándar por día (192 MMscfpd) para octubre de 2021.

Programa de Perforación de Exploración Restante en 2021

En octubre de 2021, la Corporación completó la perforación del pozo de exploración Corneta-1, que ha sido revestido y suspendido como un futuro pozo de eliminación de agua, al haber encontrado volúmenes no comerciales de gas. El taladro se está movilizando actualmente para perforar el pozo de exploración Siku-1, que apunta a areniscas contenedoras de gas del reservorio CDO, en las proximidades de Clarinete, campo de gas de la Corporación, también ubicado en el contrato E&P VIM 5. Se prevé que el pozo de exploración Siku 1 tome aproximadamente cinco semanas en perforar, completar y probar antes de fin de año.

ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Ingresos totales por gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	72,802	57,429	27 %	198,589	182,828	9 %
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ^{(1) (2)}	38,227	33,409	14 %	110,156	109,871	0
Por acciónes básicas (\$) ⁽¹⁾	0.22	0.18	22 %	0.62	0.61	2 %
Por acciónes diluidas (\$) ⁽¹⁾	0.22	0.18	22 %	0.62	0.61	2 %
Ganancia (pérdida) neta y otra ganancia (pérdida) total	8,790	2,609	237 %	8,153	(5,664)	n/a
Por acciónes básicas (\$) ⁽¹⁾	0.05	0.01	400 %	0.05	(0.03)	n/a
Por acciónes diluidas (\$) ⁽¹⁾	0.05	0.01	400 %	0.05	(0.03)	n/a
Flujo de caja aportado por actividades operativas ⁽²⁾	57,046	50,016	14 %	94,933	125,848	(25 %)
Por acciónes básicas (\$) ⁽¹⁾	0.32	0.28	14 %	0.53	0.70	(24 %)
Por acciónes diluidas (\$) ⁽¹⁾	0.32	0.28	14 %	0.53	0.69	(23 %)
EBITDAX ⁽¹⁾	53,836	42,303	27 %	145,190	141,588	3 %
Promedio ponderado de acciones en circulación básica	177,245	180,980	(2 %)	178,675	180,942	(1 %)
Promedio ponderado de acciones en circulación diluida	177,245	181,495	(2 %)	178,675	181,543	(2 %)
Gastos de capital, netos de disposiciones	24,177	26,437	(9 %)	78,384	54,598	44 %
				Septiembre 30 de 2021	Diciembre 31 de 2020	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽³⁾				43,114	68,280	(37 %)
Superávit de capital de trabajo				37,996	73,404	(48 %)
Deuda total				409,192	415,209	(1 %)
Activos totales				740,604	749,792	(1 %)
Acciones ordinarias, final del período (000)				176,741	179,515	(2 %)
Operativos	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	192,402	162,012	19 %	181,712	171,475	6 %
Petróleo de Colombia (bopd)	394	317	24 %	305	292	4 %
Total (boepd)	34,149	28,740	19 %	32,184	30,375	6 %
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	190,553	162,984	17 %	179,931	172,216	4 %
Petróleo de Colombia (bopd)	168	347	(52 %)	227	281	(19 %)
Total (boepd)	33,598	28,941	16 %	31,794	30,494	4 %
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.49	3.47	1 %	3.34	3.57	(6 %)
Petróleo de Colombia (\$/bopd)	30.93	17.04	82 %	33.21	16.98	96 %
Corporativo (\$/boe)	19.96	19.76	1 %	19.13	20.30	(6 %)

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

(2) Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan flujos de efectivo aportados por las actividades operativas antes de algunos ajustes relacionados con: i) cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo de \$2.1 millones y ii) el pago del saldo pendiente restante del pasivo de liquidación de litigio de la Compañía de \$13.1 millones.

(3) La Compañía hizo algunos pagos en efectivo significativos durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021 relacionados con: i) algunos pagos en efectivo de gasto de impuesto sobre la renta (ver la sección "Gasto de Impuesto sobre la Renta" en este MD&A) de \$31.9 millones y ii) pago de intereses semestrales de Títulos Preferenciales de \$11.6 millones, compensados por la mayoría de las cuotas de impuestos prepagados en 2020 por un total de \$9 millones que fueron recibidos de la autoridad tributaria colombiana.

* * *

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 Corporación 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 Corporación, pues tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras Corporaciones. 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 Corporación 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 Corporación. La determinación por parte de la Corporación de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras Corporaciones. 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 Corporación. 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>