

## **Canacol Energy Ltd. Reporta un Incremento del 65% en las Ventas Realizadas de Gas y un Incremento del 48% en el EBITDAX en 1T 2020**

**CALGARY, ALBERTA - (Mayo 13, 2020)** - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en reportar de sus resultados financieros y operacionales para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020. Los montos en dólares se expresan en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique lo contrario.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó: "El primer trimestre de 2020 marcó un hito para la Corporación, ya que logramos ventas récord de gas natural de 202 MMscfpd, un 65% más que en el primer trimestre de 2019 y un 12% más que en el último trimestre de 2019. También cerramos el primer trimestre de 2020 con \$49 millones en efectivo, y seguimos bien financiados para ejecutar el resto del programa de capital de 2020.

En el primer trimestre de 2020, anunciamos nuestras reservas de fin de año del 31 de diciembre de 2019, con un índice de reemplazo de reservas probadas más probables ("2P") de 224%, junto con un aumento del 12% en las reservas 2P año a año como resultado de nuestro éxito continuo de exploración y desarrollo. El valor presente neto antes de impuestos de nuestras reservas 2P, descontado al 10%, aumentó 40% a \$2.15 billones. Se publicó un nuevo informe de recursos de ingeniería de terceros que contenía recursos prospectivos brutos de 4.7 trillones de pies cúbicos ("TCF") en más de 160 prospectos y *leads* identificados al 31 de diciembre de 2019, un 79% más que en el informe anterior publicado al 31 de diciembre de 2017.

La Corporación también perforó dos pozos exitosos de gas natural en el trimestre, Nelson-14 y Clarinete-5. El pozo de desarrollo Clarinete-5 se terminó de perforar en marzo de 2020 y encontró 309 pies de profundidad vertical verdadera de espesor neto contenedor de gas, dentro del reservorio primario de arenisca Ciénaga de Oro, lo que representa el espesor neto contenedor de gas más grueso de cualquier pozo perforado en la historia de Canacol. El pozo se completará y se conectará a finales de mayo de 2020 cuando se reanuden las operaciones de perforación en campo.

El primer trimestre de 2020 también nos vio anunciar nuestro segundo dividendo trimestral consecutivo, que es aproximadamente 6% de retorno anual a los precios actuales de las acciones, ya que Canacol mantiene su compromiso de mantener en curso la distribución trimestral.

La Corporación registró un EBITDAX récord de \$59 millones en el primer trimestre de 2020, producto de sus ventas récord de gas natural. El resultado neto del primer trimestre de 2020 se vio afectado negativamente por la depreciación del Peso Colombiano ("COP"). La depreciación del 24% del COP efectivamente significó un gasto de impuestos diferidos, no monetario, de \$41 millones. Sin esos gastos no monetarios, los ingresos netos habrían sido de \$15 millones para el trimestre. Si el COP se normalizase en los próximos períodos, ya que se ha fortalecido en aproximadamente un 5% desde el 31 de marzo, una porción de este gasto efectivamente se revertiría, lo que se sumaría al resultado neto obtenido en períodos futuros."

### **Hechos destacados para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020**

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

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

- Las ventas realizadas de gas natural y gas natural licuado (GNL) aumentaron 65% a 201.5 MMscfpd para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020, en comparación con 122 MMscfpd para el mismo período en 2019. Los volúmenes promedio de producción de gas natural y GNL aumentaron 63% a 201.4 MMscfpd para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020, en comparación con 123.3 MMscfpd para el mismo período de 2019. El aumento se debe principalmente a la finalización de la expansión del gasoducto de 100 MMscfpd a finales del tercer trimestre de 2019; además, la planta de GNL comenzó a operar durante los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020.

- Los ingresos totales de gas natural y GNL, netos de regalías y gastos de transporte para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020, aumentaron 48% a \$69.9 millones, en comparación con \$47.4 millones para el mismo período en 2019, principalmente atribuible al aumento de la producción de gas natural.
- Los fondos ajustados de las operaciones aumentaron 51% a \$45.3 millones para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020, en comparación con \$29.9 millones para el mismo período en 2019. Los fondos ajustados de las operaciones por acción básica aumentaron 47% a \$0.25 por acción básica desde \$0.17 por acción básica.
- El EBITDAX aumentó 48% a \$58.9 millones para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020, en comparación con \$39.8 millones para el mismo período en 2019.
- La Corporación registró una pérdida neta de \$26 millones para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020, en comparación con un resultado neto de \$6.3 millones para el mismo período en 2019. La pérdida neta se debe únicamente al gasto fiscal diferido, no monetario, de \$41.1 millones, el cual se debe principalmente al efecto de la reducción del tipo de cambio del Peso Colombiano, en el valor de las pérdidas tributarias no utilizadas y costos, como se explica más adelante en la sección "Impuesto sobre la Renta" del MD&A. La Corporación también realizó una pérdida en moneda extranjera de \$4,3 millones durante los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020, como resultado de la devaluación del 24% del COP durante el período.
- El netback operacional de gas natural y GNL de la Corporación disminuyó un 11% a \$3.60 por Mcf en los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020, en comparación con \$4.03 por Mcf para el mismo período en 2019. La disminución se debe a: i) a la reducción de los precios de venta de gas en el mercado local, netos de costos de transporte y ii) un aumento en las regalías por unidad de \$0.08 por Mcf, debido al aumento de los volúmenes de gas natural que se producen en el bloque VIM-5 de la Corporación, que está sujeto a una tasa de regalías más alta. La disminución se compensa con una reducción del 27% en los gastos de operación por Mcf a \$0.22 dólares por Mcf para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020, frente a \$0.30 dólares por Mcf para el mismo período de 2019.
- Los gastos netos de capital para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020 fueron de \$19.9 millones. Los gastos netos de capital incluyeron ajustes no monetarios relacionados con obligaciones de desmantelamiento de \$1.3 millones y activos arrendados con derecho de uso reconocidos de \$1.3 millones.
- Al 31 de marzo de 2020, la Corporación tenía \$49.2 millones en efectivo y equivalentes de efectivo, \$3.7 millones en efectivo restringido y \$54.5 millones en superávit de capital de trabajo.

## Perspectiva

Las empresas de energía de todo el mundo en su mayoría han sido fuertemente impactadas por la drástica caída, tanto del precio mundial del petróleo, como de la demanda en relación con las medidas adoptadas para limitar la pandemia de COVID-19. Canacol en gran medida se ha estado aislada de los efectos de los bajos precios del petróleo dado su enfoque en la producción de gas, con la mezcla de nuestras ventas de gas orientada en un 80% a contratos en firme, de volumen y precio fijos, con precios en USD en boca de pozo.

Los contratos en firme de gas natural de Canacol no han presentado casos de fuerza mayor y los pagos por entregas están al día sin eventos de incumplimiento. Para los meses de abril, mayo y junio de 2020, Canacol ha permitido a los compradores en firme aplazar un máximo del 20% de sus volúmenes contratados para ser entregados en los últimos seis meses de 2020, con los cobros en efectivo teniendo lugar en abril, mayo o junio o en el momento de la entrega. Además, todas las partes han acordado que el tiempo contractual anual de inactividad de estos contratos se tome durante los meses de abril y mayo, si no ha sido tomado previamente en el año. Estas concesiones tuvieron impacto en el mes de abril de 2020 de la siguiente manera: los volúmenes nominados de abril de 2020 fueron en total de 147 MMscfpd, de los cuales se permite tomar menos del 10% en la segunda mitad de 2020 (hasta un 20% de aplazamiento), y el ingreso en firme recibido, del cual el comprador ha perdido el derecho de tomar el gas, fue en total de 3 MMscfpd. Estos montos ascendieron a un total de 150 MMscfpd de efectivo y ventas nominadas de gas natural. Un promedio adicional de 13 MMscfpd para el mes de abril fue considerado tiempo de inactividad contractual por siete compradores, lo cual tendrá el efecto de aumentar las ventas en la segunda mitad de 2020.

Como resultado del cierre en todo el país impuesto en Colombia el 26 de marzo de 2020, el cual permaneció en gran medida en efecto hasta el 27 de abril de 2020, vimos como la demanda industrial, de construcción y comercial de gas disminuyó significativamente en tanto los trabajadores de estos sectores permanecieron en casa. Como resultado, prácticamente no hubo ventas interrumpibles de gas para el mes de abril de 2020. Con el retorno de las actividades manufactureras y de construcción en la mayor parte de Colombia en abril 27 de 2020, y el cierre en todo el país programado para ser levantado completamente en todos los sectores en mayo 26 de 2020, la Corporación espera que la demanda interrumpible continúe aumentando y se estabilice durante los meses de verano de julio y agosto de 2020. Si esta demanda interrumpible no vuelve al mercado colombiano de gas, el período de julio en adelante (una vez que expire el período de aplazamiento de los compradores, según lo descrito anteriormente) se anticipa tener contratos de aproximadamente 162 MMscfpd, con lo cual las ventas anuales de 2020 serían aproximadamente 170 MMscfpd.

La mejor estimación de la Corporación es que la demanda comenzará a aumentar una vez que se levanten las medidas de cuarentena, y bajo ese escenario nuestra guía para el año 2020 permanece relativamente intacta. La guía de producción del año completo 2020 sería de 197 MMscfpd, con la suposición de que las ventas interrumpibles vuelven en agosto de 2020. La administración cree que los volúmenes medios de ventas para 2020 estarán más cerca de este nivel que del caso más bajo de 170 MMscfpd, el cual implicaría vender sólo en los contratos en firme para el resto de 2020.

Canacol sigue estando muy bien capitalizada, con una razón de Deuda Neta a EBITDAX (para los últimos 12 meses) de 1.8x, y todavía se espera que termine el 2020 con un aumento significativo en su saldo en efectivo existente, el cual fue de \$49 millones el 31 de marzo de 2020. La Corporación espera finalizar el 2020 con una razón de Deuda Neta a EBITDAX de aproximadamente 1.3x.

Las operaciones de producción de Canacol en la instalación de Jobo no fueron interrumpidas durante la cuarentena. Nuestra instalación de procesamiento de gas de Jobo continúa operando con varios turnos de trabajadores en cuarentena en la instalación. Como resultado de la cuarentena, la Compañía ha experimentado un retraso de aproximadamente dos meses en el traslado de la torre del último pozo perforado de Clarinete-5 a su siguiente ubicación programada de Pandereta-8. Este retraso, y una breve demora en el comienzo de la segunda torre planeada de la Compañía, que ahora se espera que esté en operación en julio de 2020, han llevado a que Canacol ahora esté esperando perforar nueve pozos en 2020, por debajo de su previsión original de doce pozos. Los gastos de capital han sido revisados para reducirlos de \$114 millones a \$108 millones, en tanto la Compañía ha cambiado su enfoque en el corto plazo a instalaciones y construcción de línea de flujo en preparación para una mayor producción de gas.

La Corporación espera que la demanda colombiana por gas natural aumente en el corto plazo en relación con el nivel actual, el más bajo en 20 años, de los embalses de las hidroeléctricas, debido a un invierno inusualmente seco en Colombia, y en el mediano al largo plazo en relación con el continuo declive de los principales campos productores de gas de Colombia. Los embalses de las hidroeléctricas colombianas se encuentran actualmente en el nivel más bajo en 20 años debido a un invierno inusualmente seco. En mayo de 2016, durante el último Fenómeno de El Niño, el nivel de los embalses fue del 41%. Actualmente, el nivel total de los embalses para generación de energía eléctrica es del 32%. Se prevé que en los meses de junio y julio las precipitaciones estarán muy por debajo de los promedios históricos, y además hay incertidumbre con respecto a los niveles de lluvia en los meses siguientes. Esto resultará en la necesidad de un uso de gas más alto que el normal para alimentar las plantas termoeléctricas a fin de asegurar que se suministre electricidad adecuada al país, muy particularmente a la costa Caribe.

Entretanto, la producción total de gas en Colombia continúa disminuyendo. En abril de 2020, el Ministerio de Minas y Energía reportó que las reservas probadas de gas en Colombia disminuyeron en aproximadamente un 18%, de 3.8 Tcf a finales de 2018 a 3.1 Tcf a finales de 2019. Esta disminución de las reservas estuvo parcialmente relacionada con la producción de aproximadamente 0.4 Tcf durante 2019. Por el contrario, las reservas de gas y la producción de Canacol aumentaron significativamente.

Dados estos aspectos fundamentales del mercado de gas natural de disminución de la oferta de gas, excluyendo a Canacol, y la producción hidroeléctrica bajo presión e incierta, Canacol sigue estando muy bien posicionada para capturar cualquier repunte de la demanda una vez que la economía colombiana comience a normalizarse tras el levantamiento de la cuarentena.

## *Respuesta a COVID-19*

De acuerdo con la Organización Mundial de la Salud, junto con las agencias gubernamentales nacionales, departamentales y municipales en las jurisdicciones en las cuales opera en Colombia y Canadá, la Compañía ha implementado protocolos estrictos para apoyar la seguridad y la salud de nuestros empleados, contratistas y las comunidades en las cuales operamos. Las medidas que se han tomado para prevenir la propagación del virus incluyen la introducción de horarios de trabajo flexibles y arreglos para los empleados de oficina, estrategias de turnos modificados para apoyar el distanciamiento físico en el campo, monitoreo médico de todo el personal, y mayor limpieza y desinfección en todos los sitios.

Los empleados de oficina no esenciales tanto en Bogotá como en Calgary han estado trabajando remotamente desde casa desde finales de marzo. En mayo 11 de 2020, la dirección ejecutiva y el personal clave regresaron a la oficina a trabajar, y el resto de los empleados estará trabajando desde casa en el futuro previsible. En la estación de producción Jobo de la Compañía, dos rotaciones de personal se han alojado permanentemente en el sitio por un período de 28 días, con el acceso a y desde las instalaciones estrictamente prohibido. Como resultado, las operaciones de producción no han sido afectadas. La torre de perforación de la Compañía quedó inactiva en marzo 26 de 2020 al completar la operación de perforación de Clarinete-5 en respuesta a las medidas de cuarentena nacionales colombianas, y se prevé que la misma será movilizada al sitio de perforación de desarrollo de Pandereta-8 a partir de mayo 27 de 2020.

Durante abril y mayo de 2020, aproximadamente US\$ 65,000 fueron donados por los empleados colombianos y canadienses de Canacol, para apoyar a las comunidades en riesgo en los cinco municipios vecinos de nuestras operaciones de campo, así como en Bogotá. Las fundaciones Entretejiendo, Proyecto Unión y CES Waldorf convirtieron las donaciones en una distribución continua de mercados, compuestos por alimentos básicos, productos de higiene y suministros médicos básicos para más de 10.500 familias, personas de la tercera edad y huérfanos. Más detalles se pueden encontrar en los sitios web de Canacol y Entretejiendo.

Financieros	Tres meses terminados el 31 de marzo,		
	2020	2019	Cambio
Ingresos totales por gas natural, GNL y crudo, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 70,994	\$ 49,404	44%
Fondos ajustados provenientes de operaciones <sup>(1)</sup>	\$ 45,281	\$ 29,907	51%
Por acción - básico (\$) <sup>(1)</sup>	0.25	0.17	47%
Por acción - diluido (\$) <sup>(1)</sup>	0.25	0.17	47%
Ingreso neto (pérdida) e ingreso total (pérdida) <sup>(2)</sup>	\$ (25,988)	\$ 6,274	n/a
Por acción - básico (\$)	(0.14)	0.03	n/a
Por acción - diluido (\$)	(0.14)	0.03	n/a
Flujo de caja proveída por actividades de operación	\$ 38,018	\$ 25,255	51%
Por acción - básico (\$)	0.21	0.14	50%
Por acción - diluido (\$)	0.21	0.14	50%
EBITDAX <sup>(1)</sup>	\$ 58,870	\$ 39,822	48%
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	180,931	177,547	2%
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	181,811	179,637	1%
Gastos de capital, netos de disposiciones	\$ 19,892	\$ 34,725	(43%)
	<b>Mar 31, 2020</b>	<b>Dic 31, 2019</b>	<b>Cambio</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$ 49,156	\$ 41,239	19%
Efectivo restringido	\$ 3,697	\$ 4,524	(18%)
Superávit de capital de trabajo	\$ 54,501	\$ 50,676	8%
Deuda total	\$ 388,483	\$ 392,946	(1%)
Activos totales	\$ 745,799	\$ 754,062	(1%)
Acciones ordinarias, final del período (000's)	180,855	180,075	—
Operativos	Tres meses terminados el 31 de marzo,		
	2020	2019	Cambio
Producción de gas natural, GNL y crudo, antes de regalías <sup>(1)</sup>			
Gas natural y GNL (Mcfpd)	201,398	123,291	63%
Crudo Colombia (bopd)	315	433	(27%)
Total (boepd)	35,648	22,063	62%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías <sup>(1)</sup>			
<b>Gas natural y GNL (Mcfpd)</b>	<b>201,524</b>	<b>122,025</b>	<b>65%</b>
<b>Crudo Colombia (bopd)</b>	<b>298</b>	<b>440</b>	<b>(32%)</b>
<b>Total (boepd)</b>	<b>35,653</b>	<b>21,848</b>	<b>63%</b>
Netbacks operacionales <sup>(1)</sup>			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.60	4.03	(11%)
Crudo Colombia (\$/bopd)	20.13	23.64	(15%)
Corporativo (\$/boe)	20.49	23.00	(11%)

(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 de la Administración

(2) La pérdida neta realizada durante los tres meses terminados el 31 de marzo de 2020 se debe únicamente al gasto de impuestos diferidos no monetarios de \$41.1 millones, el cual se debe principalmente al efecto de la reducción en la tasa de cambio del Peso Colombiano (“COP”) en el valor de las pérdidas fiscales no utilizadas y los grupos de costos. En el evento que el COP se fortalezca en el futuro, la Corporación realizará una recuperación diferida del impuesto sobre la renta para el período.

\* \* \*

Este comunicado de prensa debe leerse conjuntamente con los estados financieros intermedios consolidados condesados no auditados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración. La Corporación ha presentado sus estados financieros intermedios consolidados condesados no auditados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración correspondiente para los tres meses terminados el 31 de marzo 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](http://www.sedar.com).

Canacol es una empresa de exploración y producción con operaciones 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](http://www.superfinanciera.gov.co) y [www.sedar.com](http://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.

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.

La evaluación de reservas, efectiva al 31 de diciembre de 2019, fue conducidas por los evaluadores de reservas independientes de la Corporación Boury Global Energy Consultants Ltd. ("BGECC") y son realizadas conforme al Instrumento Nacional 51-101 - Estándares de Divulgación para las Actividades de Petróleo y Gas. Las reservas están presentadas en base de unidades de Bcf y barriles de crudo equivalentes de Canacol brutos, utilizando una proyección de precios en dólares estadounidenses. Los valores estimados pueden o no representar el valor justo de mercado.

La evaluación de recursos, efectiva al 31 de diciembre de 2019, fue realizada por el evaluador de reservas independiente de la Corporación Gaffney, Cline & Associates ("GCA"), y son realizadas conforme al Instrumento Nacional 51-101 - Estándares de divulgación para actividades de petróleo y gas. La Corporación publicó los resultados de la evaluación de recursos el 8 de abril de 2020.

"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 2P: ratio de adición de reservas a la producción, como reportado en los resultados financieros durante el año fiscal terminado en diciembre 31 de 2019, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Total Probada + Probable.

Para más información por favor contactar a:

**Relación con el Inversionista**

+57 (1) 621 1747

Correo: [IR@canacolenergy.com](mailto:IR@canacolenergy.com)

<http://www.canacolenergy.com>