

Canacol Energy Ltd. Reporta un Incremento del 52% en las Ventas Realizadas de Gas y un Incremento del 36% en el EBITDAX en 4T 2019

CALGARY, ALBERTA - (Marzo 18, 2020) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en reportar sus resultados financieros y operacionales para los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2019. Los montos en dólares se expresan en dólares estadounidenses ("USD"), excepto que se indique lo contrario.

Charle Gamba, presidente y CEO de la Corporación, comentó: "En 2019, la Corporación logró varios objetivos importantes respecto al crecimiento de su negocio de gas en Colombia, incluido un aumento del 26% en las ventas de gas de un año a otro, en relación con la expansión de la infraestructura de transporte, un incremento del 12% en las reservas 2P de un año a otro, relacionado con el éxito continuo de exploración y desarrollo, la adjudicación de tres nuevos bloques de exploración de gas convencionales en la ronda de ofertas de exploración de 2019 y la venta de nuestro último activo productor de petróleo restante.

Para 2020, la Corporación sigue enfocada en los siguientes objetivos: 1) la perforación de doce pozos de exploración, evaluación y desarrollo en un programa continuo que representa el programa de perforación de exploración más grande jamás ejecutado por Canacol, 2) la ejecución de un acuerdo definitivo para construir un nuevo gasoducto que aumentará las ventas de gas de la Corporación en 100 MMscfpd adicionales en 2023, 3) continuar nuestro programa de pagos trimestrales de dividendos y pago programado de deuda, y 4) continuar con nuestro compromiso de fortalecer nuestra estrategia e informes Ambiental, Social y de Gobierno ("ESG") para garantizar resultados satisfactorios para nuestros grupos de interés.

Nuestra distribución de producción consiste en 100% gas natural, sin producción de petróleo. Aproximadamente el 80% de nuestra producción de gas se vende bajo contratos *take-or-pay*, denominados en USD, y con precios en boca de pozo. Aproximadamente el 20% de nuestras ventas de gas se vende bajo contratos interrumpibles, denominados en USD, y con precios en boca de pozo. Como tal, la Corporación está aislada de los efectos actuales de los bajos precios mundiales del petróleo, por lo que se ha visto a los pares petroleros recortar recientemente programas de capital, pronósticos de producción y retorno de capital a los accionistas.

Por lo tanto, la Corporación mantiene su guía de inversión de capital, producción y retorno de capital previamente anunciada para 2020. El presupuesto de capital para 2020 sigue siendo de \$ 114 millones, que se financiará completamente con el efectivo existente y el flujo de efectivo de 2020. Se prevé que las ventas contractuales de gas realizadas previstas para 2020, incluido el tiempo de inactividad de los compradores, promedien aproximadamente 205 MMscfpd, lo que representa un aumento del 43% sobre las ventas contractuales promedio realizadas de gas natural en 2019 de 143 MMscfpd. Se espera que el precio promedio de venta de gas natural, neto de los costos de transporte, cuando corresponda, sea aproximadamente \$ 4.80/Mcf. Las ventas reales de gas contractual durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 13 de marzo de 2020 promediaron 207 MMscfpd.

Se espera que la producción de la Corporación, el EBITDAX y el flujo de caja de las operaciones para 2020 sean sustancialmente más altos que en años anteriores, con una EBITDAX previsto de aproximadamente \$ 265 millones, un 58% más que los \$ 167.5 millones de 2019. Durante 2020, la Corporación planea usar el exceso efectivo para: 1) mantener nuestro pago trimestral de dividendos, que se ha establecido en C\$ 0.052 por acción, totalizando aproximadamente \$ 7 millones para el primer trimestre de 2020, pagadero el 15 de abril de 2020 a los accionistas registrados al cierre de operaciones el 31 de marzo 2020; 2) reducir la deuda en aproximadamente \$ 15 millones y 3) continuar recomprando acciones ordinarias de la Corporación bajo su Oferta de Emisor de Curso Normal. Además, es notable la significativa disminución pronosticada en la razón de Deuda Neta a EBITDAX de la Corporación, que se situó en 2.1x al 31 de diciembre de 2019 y se prevé que sea aproximadamente 1.1x el 31 de diciembre de 2020.

Hechos destacados para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2019

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

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

- Las reservas totales probadas más probables (“2P”) de la Corporación aumentaron 12% desde el 31 de diciembre de 2018, totalizando 624 billones de pies cúbicos (“Bcf”) al 31 de diciembre de 2019, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de \$ 2.1 billones, que representan tanto C\$ 15.47 por acción en valor de reservas, como C\$ 13.41 por acción en valor del activo 2P neto (neto de \$ 285.6 millones de deuda neta). Las reservas productoras probadas desarrolladas (“PDP”) aumentaron 31% desde el 31 de diciembre de 2018, totalizando 252 Bcf al 31 de diciembre de 2019.
- Un Índice de Reemplazo de reservas 2P y PDP de 224% y 213%, respectivamente, con base en adiciones brutas de reservas de gas natural convencional en el año calendario 2019 de 117 Bcf y 112 Bcf, respectivamente. El costo de hallazgo y desarrollo 2P fue de \$ 0.67/Mcf para el período de tres años que terminó el 31 de diciembre de 2019.
- La razón de reciclaje 2P alcanzada por la Corporación fue de 4.4x y 5.7x para los períodos de uno y tres años que terminaron el 31 de diciembre de 2019, respectivamente. La razón de reciclaje para un año se calculó en base al netback de gas natural para el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 de \$ 3.82/ Mcf, y la razón de reciclaje de tres años se calculó en base al netback de gas natural para los tres años terminados el 31 de diciembre de 2019 de \$ 3.83/ Mcf.
- La razón de reciclaje 1P alcanzada por la Corporación fue de 2.7x y 3.9x para los períodos de uno y tres años que terminaron el 31 de diciembre de 2019, respectivamente. La razón de reciclaje para un año se calculó en base al netback de gas natural para el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 de \$ 3.82/ Mcf, y la razón de reciclaje de tres años se calculó en base al netback de gas natural para los tres años terminados el 31 de diciembre de 2019 de \$ 3.83/ Mcf.
- Las ventas contractuales de gas natural realizadas aumentaron 52% y 26%, a 180.8 MMscfpd y 142.6 MMscfpd durante los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, en comparación con 119.3 MMscfpd y 113.3 MMscfpd para los mismos períodos de 2018, respectivamente. Los volúmenes promedio de producción de gas natural aumentaron 55% y 28%, a 181 MMscfpd y 143.5 MMscfpd durante los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, en comparación con 116.6 MMscfpd y 112.1 MMscfpd para los mismos períodos de 2018, respectivamente.
- Los ingresos totales de gas natural, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses y el año terminado el 31 de diciembre de 2019, aumentaron 39% y 24%, a \$ 64.2 millones y \$ 212.4 millones, en comparación con \$ 46.2 millones y \$ 171.2 millones para los mismos períodos en 2018, respectivamente, principalmente atribuible al aumento de la producción de gas natural.
- La Corporación realizó un EBITDAX de \$ 43.1 millones y \$ 167.5 millones durante los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, en comparación con \$ 31.7 millones y \$ 136.9 millones para los mismos períodos en 2018, respectivamente.
- Los fondos ajustados de las operaciones aumentaron 15% y 19%, a \$33 millones y \$124.9 millones para los tres meses y el año terminado el 31 de diciembre de 2019, en comparación con \$28.7 millones y \$104.9 millones para los mismos períodos en 2018, respectivamente. Los fondos ajustados de las operaciones por acción aumentaron 13% y 19% de \$0.16 por acción básica y \$0.59 por acción básica a \$0.18 por acción básica y \$0.70 por acción básica, respectivamente.
- La Corporación registró un ingreso neto de \$25.4 millones y \$34.2 millones para los tres meses y año terminado el 31 de diciembre de 2019, en comparación con las pérdidas netas de \$16.3 millones y \$21.8 millones para los mismos períodos en 2018, respectivamente.
- El netback operacional de gas natural de la Corporación aumentó 1% a \$3.82 por Mcf en el año terminado el 31 de diciembre de 2019, en comparación con \$3.80 por Mcf para el mismo período en 2018. El aumento se debe a la reducción del 33% de los gastos de operacionales por Mcf a 0,28 usd por Mcf para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, frente al 0,42 dólares por Mcf para el mismo periodo de 2018.
- Los gastos netos de capital para los tres meses y el año terminado el 31 de diciembre de 2019 fueron de \$21,5 millones y \$100,5 millones, respectivamente. Los gastos netos de capital fueron netos de la disposición de 14,5 millones de dólares del interés de trabajo de la línea de flujo de Sabanas durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019 y las adiciones no en efectivo relacionadas con obligaciones de desmantelamiento de \$0,8 y \$3,8 millones, y el derecho de uso de activos bajo arrendamiento de \$4.3 millones y \$8.8 millones para los tres meses y año terminado el 31 de diciembre de 2019, respectivamente.
- Al 31 de diciembre de 2019, la Corporación tenía \$41,2 millones en efectivo y equivalentes en efectivo, \$4.5 millones en efectivo restringido y \$50.7 millones en excedentes de capital de trabajo.

- La Corporación perforó tres pozos de desarrollo, Nelson-13, Palmer-2, Nelson-7 y cuatro pozos de exploración, Pandereta-5, Acordeon-1, Ocarina-1 y Arandala-1 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019.
- La ampliación del gasoducto de Jobo a Cartagena se completó y la planta de procesamiento de gas natural Jobo 3 comenzó a operar durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019, elevando la capacidad de tratamiento de gas natural de Canacol desde los niveles anteriores de 200 MMcfpd hasta 330 MMcfpd.
- Como resultado de los recientes acontecimientos mundiales, la Corporación se está beneficiando de la depreciación actual del peso colombiano ("COP") y el dólar canadiense ("CAD"). A la fecha de este comunicado de prensa, la disminución de la COP de aproximadamente el 22% con respecto al USD, reduce efectivamente los gastos denominados en USD en gastos de capital, costos de operación y gastos generales de aproximadamente 15 millones de dólares para el resto de 2020, en comparación con las estimaciones presupuestales originales de la Corporación. La Corporación tiene un collar de divisa extranjera en COP, que expira en julio de 2020 (sobre el que Canacol ha estado históricamente "in the money") que reduce efectivamente los ahorros mencionados con anterioridad en aproximadamente un 15% para el resto de 2020. Del mismo modo, la reciente debilidad del 8% en el CAD reduce efectivamente el G&A basado en Canadá.

PERESPECTIVA

Durante el primer trimestre de 2020, la Corporación completó la perforación del pozo de desarrollo Nelson-14, que encontró 309 pies netos contenedores de gas, y actualmente está perforando el pozo de desarrollo Clarinete-5. Tras la finalización del pozo Clarinete-5, la Corporación perforará el pozo de exploración Porro Norte-1, su primer pozo de exploración de 2020, el cual se anticipa inicie perforación a mediados de abril.

La Corporación está en el proceso de contratar una segunda plataforma de perforación, con el fin de lograr nuestro objetivo de perforación de doce pozos, con el objetivo de reemplazar la producción en más de 200% y continuar aumentando nuestra base de reservas. La Corporación prevé agregar la segunda plataforma de perforación en mayo de 2020, que se espera ejecute cuatro de los doce pozos programados hasta finales de año.

Canacol toma en serio su responsabilidad con el medio ambiente, las comunidades y el gobierno corporativo. Durante 2020, continuaremos fortaleciendo nuestra estrategia e informes ESG, asegurando resultados exitosos para nuestros grupos de interés. Ejecutamos nuestras actividades con los más altos estándares técnicos para garantizar el mínimo impacto en el medio ambiente, y la máxima inversión en las comunidades locales. Durante 2020, continuaremos construyendo el inventario de gases de efecto invernadero ("GEI") de nuestras actividades y profundizando nuestro compromiso de reducir nuestra huella de carbono, contribuyendo al cumplimiento de los objetivos globales y compromisos asumidos por el gobierno colombiano para contrarrestar el cambio climático. Somos conscientes de la importancia del agua limpia y abundante para el futuro del planeta y nuestros niños, y continuaremos adoptando y promoviendo iniciativas para garantizar la protección y preservación de las fuentes de agua en nuestras áreas de operación.

Por último, la Corporación ha tomado todas las medidas apropiadas para asegurar la continuidad de sus operaciones y negocios en Colombia y Canadá, incluyendo el cumplimiento de todas las medidas o decretos obligatorias locales, provinciales y nacionales.

Financieros	Tres meses terminados el 31 de diciembre,			Año terminado el 31 de diciembre,		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Ingresos totales por gas natural y crudo, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 65,795	\$ 50,727	30 %	\$ 219,522	\$ 204,151	8 %
Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾	\$ 33,004	\$ 28,679	15 %	\$ 124,915	\$ 104,914	19 %
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.18	0.16	13 %	0.70	0.59	19 %
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.18	0.16	13 %	0.69	0.59	17 %
Flujo de caja proveída por actividades de operación	\$ 37,181	\$ 18,753	98 %	\$ 108,350	\$ 94,011	15 %
Por acción – básico (\$)	0.21	0.11	91 %	0.61	0.53	15 %
Por acción – diluido (\$)	0.20	0.10	100 %	0.60	0.53	13 %
Ingreso total (pérdida) e ingreso total	\$ 25,432	\$ (16,272)	n/a	\$ 34,247	\$ (21,835)	n/a
Por acción – básico (\$)	0.14	(0.09)	n/a	0.19	(0.12)	n/a
Por acción – diluido (\$)	0.14	(0.09)	n/a	0.19	(0.12)	n/a
EBITDAX ⁽¹⁾	\$ 43,144	\$ 31,686	36 %	\$ 167,515	\$ 136,876	22 %
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	179,238	177,678	1 %	178,266	177,184	1 %
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	181,412	178,977	1 %	180,395	178,681	1 %
Gastos de capital, netos de disposiciones	\$ 21,514	\$ 37,701	(43 %)	\$ 100,487	\$ 127,591	(21 %)
Al 31 de diciembre,				2019	2018	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				\$ 41,239	\$ 51,632	(20 %)
Efectivo restringido				\$ 4,524	\$ 4,196	8 %
Superávit de capital de trabajo				\$ 50,676	\$ 60,782	(17 %)
Deuda total				\$ 392,946	\$ 388,222	1 %
Activos totales				\$ 754,062	\$ 705,003	7 %
Acciones ordinarias, final del período (ooo's)				180,075	177,462	1 %
Operativos	Tres meses terminados el 31 de diciembre,			Año terminado el 31 de diciembre,		
	2019	2018	Cambio	2019	2018	Cambio
Producción de gas natural y crudo, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural (Mcfpd)	180,986	116,616	55 %	143,524	112,102	28 %
Crudo Colombia (bopd)	309	488	(37 %)	351	1,546	(77 %)
Total (boepd) ⁽²⁾	32,061	20,947	53 %	25,531	21,213	20 %
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural (Mcfpd)	180,753	119,284	52 %	142,603	113,261	26 %
Crudo Colombia (bopd)	301	592	(49 %)	356	1,581	(77 %)
Total (boepd) ⁽²⁾	32,012	21,519	49 %	25,374	21,451	18 %
Netbacks operacionales ⁽¹⁾						
Gas natural (\$/Mcf)	3.58	3.92	(9 %)	3.82	3.80	1 %
Crudo Colombia (\$/bopd)	27.08	27.89	(3 %)	25.92	31.18	(17 %)
Corporativo (\$/boe) ⁽²⁾	20.49	22.51	(9 %)	21.80	22.42	(3 %)

(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 Corporación ha excluido los resultados relacionados con el IPC de Ecuador en el periodo anterior para fines corporativos.

* * *

Este comunicado de prensa debe leerse conjuntamente con los estados financieros intermedios consolidados condesados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración. La Corporación ha presentado sus estados financieros consolidados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración correspondiente para el año terminado el 31 de diciembre de 2019, de acuerdo a las autoridades canadienses de regulación de valores. Estas publicaciones están disponibles para su revisión en SEDAR en 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, en la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y en la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

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.

Este comunicado contiene medidas financieras que no están en las NIIF como EBITDAX, fondos provenientes de las operaciones, capital de trabajo, ganancia operacional por barril y ventas contractuales realizadas que no tienen un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para las otras entidades. La administración utiliza estas medidas financieras que no están en las NIIF como medición de su desempeño y proporcionar a accionistas e inversionistas medidas adicionales del desempeño y resultados financieros de la Corporación.

Las ventas realizadas de gas contratado están definidas como gas producido y vendido más ingresos de gas recibidos por contratos de nominación take or pay.

Netback Operacional es definido como ingresos menos regalías y gastos de producción y transporte.

Las ventas realizadas de gas contratado están definidas como gas producido y vendido más ingresos de gas recibidos por contratos de nominación take or pay.

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.

“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.

“Reservas posibles” son aquellas reservas adicionales que tienen un menor nivel de certeza de ser recuperadas que las reservas probables. Es improbable que la cantidad efectiva recuperada exceda la suma de las reservas probables más las reservas posibles.

Ratio de reemplazo de Reservas 1P: 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.

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.

Los costos de descubrimiento y desarrollo 2P por millón de pie cúbico (Mcf) representan los costos de exploración y desarrollo incurridos por Mcf de las reservas Totales Probadas + Probables adicionadas durante el año terminado el 31 de diciembre de 2019. La Corporación, analistas de la industria e inversionistas utilizan dichas métricas para medir la capacidad de la Corporación para establecer una tendencia a largo plazo de agregar reservas a un costo razonable.

El ratio de reciclaje del gas natural es calculado dividiendo el netback de gas natural por los costos de descubrimiento y desarrollo.

El ratio de reciclaje de un año fue calculado en base al netback de gas natural del año terminado el 31 de diciembre de 2019 de \$3,82/Mcf, y el ratio de reciclaje de tres años fue calculado en base al netback de gas natural para los tres años terminados el 31 de diciembre de 2019 de \$3,83/Mcf.

Contacto Relación con el Inversionista:

IR@canacolenergy.com

Tel: +57 (1) 621 1747

Tel: +(1) 403-561-1648

Página Web: canacolenergy.com