

Canacol Energy Ltd. Reporta sus Resultados para el 2T17

CALGARY, ALBERTA – (10 de Agosto de 2017) – Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Corporación”) se complace en anunciar sus resultados financieros y operacionales para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2017. Los montos en dólares se expresan en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la corporación, comentó: “Durante el segundo trimestre de 2017, tuvimos un sólido progreso en todos los aspectos relacionados con nuestro negocio de gas en Colombia. Esto incluye 1) dos descubrimientos de gas en Cañahuate-1 y Toronja-1 los cuales probaron 28 MMscfpd y 46 MMscfpd de gas, respectivamente, 2) nuestros auditores Gaffney, Cline & Associates prepararon una auditoría de recursos prospectivos independientes por 47 prospectos y *leads* individuales que adicionan a 2 trillones de pies cúbicos estándar de media sin riesgo 482 billones de pies cúbicos estándar de recurso prospectivo de gas natural convencional en nuestros bloques de exploración de gas y 3) continuamos consolidando nuestra posición de exploración con la adquisición del 50% de la participación en el contrato E&P SSJN7, todo en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena. La Gerencia está particularmente emocionada acerca de las implicaciones del descubrimiento de gas de Toronja-1, las cuales abren una nueva oportunidad de exploración de gas prospectivo a través de nuestros 1.1 millones de acres netos en nuestros cinco bloques de gas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Como anunciamos el 9 de agosto de 2017, también confirmamos la financiación del proyecto de línea de flujo de gas Sabanas, el cual adicionará 40 MMscfpd de nueva capacidad de producción en diciembre de 2017. También nos complace informar una ganancia neta total de \$11.8 millones para los tres meses terminados el 30 de junio de 2017, un aumento del 5% de los \$11.2 millones en 2016, lo que contribuyó a unos fuertes fondos ajustados provenientes de operaciones de \$45.2 millones para los seis meses terminados el 30 de junio de 2017, un aumento del 12% comparado con el mismo período de 2016.

Para lo que queda de 2017, la Gerencia está enfocada en 1) completar el proyecto de la línea de flujo de gas Sabanas a tiempo para incrementar la producción de gas a 130 MMscfpd en diciembre de 2017 y 2) adicionar más reservas de gas a través de nuestro programa de perforación exploratoria que incluirá los pozos de exploración Pandereta-1 y Gaitero-1, permitiendo a la Corporación acercarse a su objetivo de aumentar la producción de gas a 230 MMscfpd en diciembre de 2018. Canacol reitera su objetivo de producción de 18,000 a 19,000 boepd para el 2017.”

Hechos destacados para los períodos de tres y seis meses finalizados el 30 de junio de 2017

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

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

- Los volúmenes de ventas contractuales realizados aumentaron 1% y 25% a 17,195 boepd y 17,616 boepd para los períodos de tres meses y seis meses terminados el 30 de junio de 2017, respectivamente, comparado con 17,017 boepd y 14,120 boepd para los mismos períodos de 2016, respectivamente. El aumento para los seis meses terminados el 30 de junio de 2017 se debe principalmente al aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas.
- Los volúmenes promedio de producción diaria aumentaron 4% y 25% a 17,162 boepd y 17,077 boepd para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2017, respectivamente, comparados con 16,423 boepd y 13,680 boepd para los mismos períodos de 2016. El aumento para los seis meses terminados el 30 de junio de 2017 se debe principalmente al aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 aumentó 12% a \$45.2 millones comparado con los \$40.3 millones para el mismo período de 2016. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones para el período de tres meses terminado el 30 de junio de 2017 disminuyeron 10% a \$24.1 millones comparado con \$26.9 millones para el mismo período de 2016. Los fondos

ajustados provenientes de las operaciones incluyen los resultados del Contrato de Producción Incremental de Ecuador (“CPI de Ecuador”) (Ver discusión completa en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración).

- Los ingresos totales de petróleo y gas natural para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 aumentaron 28% a \$78.9 millones comparado con \$61.6 millones para el mismo período de 2016. Los ingresos totales de petróleo y gas natural para el período de tres meses terminado el 30 de junio de 2017 disminuyeron 4% a \$37.3 millones comparado con \$38.9 millones para el mismo período de 2016. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural, los cuales incluyen los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador, para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 aumentaron 21% a \$90 millones comparado con los \$74.4 millones para el mismo período de 2016. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural para los tres meses terminados el 30 de junio de 2017 disminuyeron 5% a \$43 millones comparado con los \$45.4 millones para el mismo período de 2016.
- La ganancia neta aumentó 5% a \$11.8 millones para el período de tres meses terminado el 30 de junio de 2017 comparado con los \$11.2 millones para el mismo período de 2016. La ganancia neta disminuyó 67% a \$3.8 millones para el período de seis meses terminado el 30 de junio de 2017 comparado con los \$11.7 millones para el mismo período de 2016.
- El 24 de marzo de 2017, se inició la perforación en el pozo de exploración Cañahuate-1. El pozo Cañahuate-1 está ubicado tres kilómetros (“km”) al norte de la planta de procesamiento de gas Jobo y apunta a posibles formaciones areniscas contenedoras de gas dentro de la formación Ciénaga de Oro (“CDO”). El pozo encontró 124 pies de profundidad medida (86 pies de profundidad vertical verdadera) de espesor neto contenedor de gas con una porosidad promedio de 18% dentro del objetivo primario en las arenas CDO. Dos zonas diferentes fueron completadas y probadas y fluyeron a una tasa combinada de 28 MMscfpd de gas seco. Se está trabajando para conectar el pozo Cañahuate-1 a la planta de procesamiento de gas de la Corporación en Jobo.
- Durante el período de tres meses terminado el 30 de junio de 2017, se inició la perforación en el pozo de exploración Toronja-1 en el bloque VIM-21 de la Corporación. El pozo alcanzó una profundidad total de 7,200 pies de profundidad medida (“ft. md.”) en seis días. El pozo encontró gas entre 4,875 y 6,256 ft. md. con una porosidad promedio de 20% dentro del objetivo primario en las arenas Porquero. Dos zonas diferentes fueron completadas y probadas dentro de Porquero. La primera zona probada fue perforada entre 4,865 y 4,884 ft. md. a una tasa estabilizada de 24.4 MMscfpd de gas seco. La segunda zona probada fue perforada entre 6,249 y 6,257 ft. md. y fluyó a una tasa estabilizada final de 21.9 MMscfpd de gas seco. Se está trabajando para conectar el pozo Toronja-1 a la planta de procesamiento de gas de la Corporación en Jobo.
- Los gastos de capital netos incluyendo adquisiciones para los períodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2017 fueron de \$30.6 millones y \$54.6 millones, respectivamente, mientras que los gastos de capital ajustados, incluidas las adquisiciones e incluidas las partidas relacionadas con el CPI de Ecuador, fueron de \$30.6 millones y \$55.5 millones, respectivamente.
- Al 30 de junio de 2017, la Corporación tenía \$25.6 millones en efectivo y \$62.9 millones en efectivo restringido y continúa estando dentro de los niveles requeridos de todos sus covenants bancarios.

Perspectiva

Para lo que queda de 2017, la Corporación se enfocará en: 1) la perforación de los pozos de exploración de gas Pandereta y Gaitero en su contrato E&P VIM-5 ubicado en la cuenca del Valle del Magdalena Medio y 2) la construcción de la línea de flujo de gas conectando las facilidades de procesamiento de gas de la Corporación en Jobo hacia el punto de conexión de Promigas en Bremen, el cual adiciona 40 MMscfpd de capacidad de transporte adicional y aumenta la producción de gas de la Corporación a 130 MMscfpd el 1 de diciembre de 2017.

La Corporación planea dar inicio al pozo de exploración Pandereta-1 durante la primera semana de octubre de 2017. El pozo tiene como objetivo los recursos prospectivos de gas dentro de las areniscas del reservorio probado CDO y se espera que tome cinco semanas para perforar y probar. Después del completamiento del pozo Pandereta-1, el taladro será movilizado hacia el pozo de exploración Gaitero-1, ubicado aproximadamente tres kilómetros hacia el norte. El pozo tiene como objetivo los recursos prospectivos de gas dentro de las areniscas del reservorio CDO y se espera que tome cinco semanas para perforar y probar.

El 9 de agosto de 2017, la Corporación firmó un acuerdo para la construcción, operación y definición de los dueños de los 82 kilómetros de la línea de flujo de gas Sabanas, desde su planta de gas Jobo hasta el punto de conexión con el gasoducto de Promigas en Bremen. Conforme al acuerdo, los \$41 millones de dólares para la línea de flujo de gas Sabana serán financiados con una inversión por \$30.5 millones de un grupo de inversionistas privados y una contribución de Canacol por \$10.5 millones (los inversionistas y Canacol colectivamente los “Dueños”), cada uno manteniendo su participación en la línea de flujo de gas Sabana en distintas compañías. La contribución financiera de Canacol será casi enteramente satisfecha por costos incurridos a la fecha y no requerirá emisión de acciones o afectará su actual posición de efectivo. La tarifa de la línea de flujo Sabana es similar a otras tarifas reguladas en la región, y como es la costumbre la tarifa será asumida por los compradores de gas. Bajo los términos del acuerdo, Canacol no requiere firmar un compromiso de transporte “ship or pay” para beneficio de los Dueños, ni de poner una garantía corporativa a favor de los Dueños. Los Dueños contrataron a Horizon Capital Management Inc. como asesor para esta transacción, y le pagarán una tarifa del 3.5% sobre fondos privados conseguidos por \$30.5 millones de dólares. Dos miembros de la junta directiva de Canacol participaron en la financiación de inversión privada por un total agregado de \$10.5 millones. Bajo los términos del acuerdo con Horizon, Canacol tiene la opción, válida hasta el comisionamiento del gasoducto, de desinvertir hasta \$3 millones de dólares adicionales de su participación en el proyecto, disminuyendo su inversión hasta aproximadamente \$7.5 millones de dólares adicionales al leasing para la compresión anteriormente anunciada.

La construcción de la línea de flujo Sabana que conecta Jobo con el punto de conexión de Promigas en Bremen va avanzando de acuerdo al calendario, esperando el primer transporte de gas el 1 de diciembre de 2017. Aproximadamente el 55% de la tubería está en locación, y el restante se estima que llegue a la locación en septiembre. Se espera que las estaciones de compresión lleguen durante la tercera semana de agosto desde el Puerto en Houston. Se obtuvieron todos los permisos forestales, arqueológicos y ambientales y el 100% del derecho de vía ha sido negociado y adquirido. Durante la primera semana de agosto de 2017 iniciaron las obras civiles en las dos locaciones de las estaciones de compresión y se estima iniciar la excavación y extensión de la tubería durante la última semana de agosto de 2017. La extensión de la tubería ocurrirá simultáneamente en Jobo y Bremen en cada punta de los 82 kilómetros de ruta, y se estima que se finalice la extensión de la tubería durante la primera semana de noviembre de 2017. Se espera que el comisionamiento de las estaciones de compresión y las pruebas de presión de la línea de flujo estén finalizadas para la tercera semana de noviembre de 2017.

La capacidad de producción actual de los pozos de gas de la Compañía es aproximadamente 195 MMscfpd, y la capacidad de las facilidades de procesamiento de la Compañía ubicadas en Jobo es de aproximadamente 200 MMscfpd, más que necesarias para aumentar la producción hasta 130 MMscfpd en diciembre de 2017, una vez se haya finalizado la construcción de la línea de flujo Sabana. Tal y como se anunció anteriormente, Canacol firmó un contrato de gas *take or pay* a 10 años por 40 MMscfpd, con términos contractuales comparables con los contratos de venta de gas denominados en dólares que la Compañía actualmente tiene, los cuales se esperan transportar a través de la línea de flujo Sabana a partir de inicios de diciembre de 2017.

Financieros	Tres meses terminados en			Seis meses terminados en		
	2017	2016	Junio 30, Cambio	2017	2016	Junio 30, Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	37,283	38,926	(4%)	78,866	61,626	28%
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías ⁽²⁾	43,007	45,390	(5%)	89,982	74,390	21%
Efectivo aportado por actividades operativas	11,023	13,764	(19%)	28,669	21,013	36%
Por acción – básico (\$)	0.06	0.09	(33%)	0.16	0.13	23%
Por acción – diluido (\$)	0.06	0.08	(25%)	0.16	0.13	23%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	24,236	26,870	(10%)	45,183	40,321	12%
Por acción – básico (\$)	0.14	0.17	(18%)	0.26	0.25	4%
Por acción – diluido (\$)	0.14	0.16	(13%)	0.26	0.25	4%
Ingreso neto (pérdida)	11,770	11,245	5%	3,828	11,706	(67%)
Por acción – básico (\$)	0.07	0.07	-	0.02	0.07	(71%)
Por acción – diluido (\$)	0.07	0.07	-	0.02	0.07	(71%)
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	30,572	5,046	506%	54,572	20,594	165%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	30,648	5,376	470%	55,466	21,325	160%
				Jun 30, 2017	Dic 31, 2016	Cambio
Efectivo				25,582	66,283	(61%)
Efectivo restringido				62,891	62,073	1%
Superávit de capital de trabajo ⁽¹⁾				54,719	64,899	(16%)
Deuda con bancos				273,940	250,638	9%
Total activos				795,067	787,508	1%
Acciones ordinarias, final del período (000's)				174,932	174,359	-
Operativos	Tres meses terminados en			Seis meses terminados en		
	2017	2016	Junio 30, Cambio	2017	2016	Junio 30, Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	3,487	4,018	(13%)	3,496	4,273	(18%)
Gas natural	13,675	12,405	10%	13,581	9,407	44%
Total ⁽²⁾	17,162	16,423	4%	17,077	13,680	25%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	3,500	4,045	(13%)	3,508	4,312	(19%)
Gas natural	13,563	12,331	10%	13,487	9,331	45%
Total ⁽²⁾	17,063	16,376	4%	16,995	13,643	25%
Ventas totales facturadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural	13,695	12,972	6%	14,108	9,808	44%
Colombia (petróleo)	1,933	2,294	(16%)	1,973	2,575	(23%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	1,567	1,751	(11%)	1,535	1,737	(12%)
Total ⁽²⁾	17,195	17,017	1%	17,616	14,120	25%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾						
Esperanza (gas natural)	24.35	27.24	(11%)	25.06	27.37	(8%)
VIM-5 (gas natural)	19.24	24.57	(22%)	19.44	24.35	(20%)
LLA-23 (petróleo)	19.31	12.45	55%	20.32	10.39	96%
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	23.25	25.58	(9%)	23.91	24.90	(4%)

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

- (2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador. "Medidas que no están en las NIIF" en el MD&A.
- (3) Incluye producción y ventas de petróleo a tarifa en relación con el CPI de Ecuador.

* * *

Este comunicado de prensa debe leerse conjuntamente con los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Corporación y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración. La Corporación ha presentado sus estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración correspondiente a los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2017 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 y Ecuador. 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 – Debido a la naturaleza del método contable de capital que la Compañía aplica a su participación en el contrato de producción incremental para los campos de Libertador y Atacapi en Ecuador (“CPI de Ecuador”) conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su participación proporcional de ingresos y gastos como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. Por lo tanto, en este MD&A la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a 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 e incluyen los intereses proporcionales de la Compañía de aquellos ítems que habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador de haber sido contabilizados bajo el método de consolidación proporcional de contabilidad. 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, ni como más valiosos que éste, 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, participación en la pérdida/ganancia del “joint venture” y otros cargos no recurrentes o no monetarios similares. El EBITDAX consolidado es posteriormente ajustado para la contribución a los fondos ajustados provenientes de operaciones, antes de impuestos, de los resultados del CPI de Ecuador. 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 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.

Para mayor información por favor contactar a:

Oficina de Relación con el Inversionista

Email: mhernandezt@canacolenergy.com o IR@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.com>