

Canacol Energy Ltd. Reporta Niveles Record de Producción

CALGARY, ALBERTA – (Noviembre 10, 2016) – 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 2016. Los valores en dólares están expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa.

“Los tres meses terminados el 30 de septiembre, 2016 marcaron otro trimestre consecutivo de crecimiento en producción para Canacol”, comentó Charle Gamba, Presidente y CEO de Canacol. “Durante el tercer trimestre, Canacol logró niveles record de ventas realizadas de gas contratado por 18,908 boepd, un aumento del 11% frente al promedio de 17,017 boepd para el trimestre anterior terminado el 30 de junio de 2016. Los fondos ajustados provenientes de operaciones para los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2016 aumentaron un 14% a \$30.7 millones frente al trimestre anterior de \$26.9 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2016.

También incrementamos nuestros *netbacks* operacionales corporativos durante el tercer trimestre consecutivo a \$25.83 por barril equivalente.

La colocación privada por \$36 millones realizada en agosto de 2016, nos permitirá ampliar nuestro programa de exploración y desarrollo de gas al contratar un segundo taladro de perforación para el restante año 2016, y tenemos planeado tener continuamente trabajando por lo menos un taladro de perforación de gas durante el 2017. Desde que se realizó esta colocación privada, hemos anunciado nuevos descubrimientos de gas tanto en Níspero como en Trombón, que probaron 28 MMscfpd y 26 MMscfpd, respectivamente, y estamos esperando continuar con este éxito en Nelson-6, Nelson-8 y Clarinete-3, que estimamos perforarlos todos antes de finalizar el año. Así mismo, planeamos perforar un pozo de exploración de petróleo en nuestra concesión VMM-2 en diciembre de 2016”.

Aspectos a destacar para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30, 2016

(La producción se expresa como participación en la explotación antes de regalías)

Aspectos financieros y operacionales a destacar de la Corporación incluyen:

- Los volúmenes de ventas realizadas de gas contratado aumentaron un 76% y 47% a 18,908 boepd y 15,727 boepd durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30, 2016, respectivamente, frente a 10,727 boepd y 10,692 boepd durante los mismos periodos en el 2015, respectivamente, principalmente debido al aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la ampliación del gasoducto de Promigas.
- Los volúmenes de producción promedio aumentaron un 78% y 47% a 18,632 boepd y 15,342 boepd durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30, 2016, respectivamente, frente a 10,455 boepd y 10,455 boepd durante los mismos períodos en el 2015, respectivamente, principalmente debido al aumento de la producción de gas de Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la ampliación del gasoducto de Promigas.
- Fondos ajustados provenientes de operaciones durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30, 2016, aumentaron un 102% y 67% a \$30.7 millones y \$71 millones, frente a los mismos periodos en el 2015, respectivamente. Fondos ajustados provenientes de operaciones incluyen los resultados del CPI de Ecuador. El aumento en los fondos ajustados provenientes de operaciones se debe principalmente al resultado de las ventas adicionales relacionadas con la ampliación del gasoducto de Promigas, la reducción en los gastos de producción y transporte y menores gastos generales y administrativos, compensados con una disminución de los precios mundiales de referencia del petróleo.
- Los ingresos totales por petróleo y gas natural durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30, 2016 aumentaron un 102% y 40% a \$44.4 millones y \$106 millones frente a \$22 millones y \$75.7 millones durante los mismos períodos en el 2015, respectivamente. Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, incluyendo los ingresos relacionados con el Contrato de Producción Incremental de Ecuador (el “CPI de Ecuador”) (ver Reporte

de Análisis y Discusión de la Gerencia), durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30, 2016 aumentaron un 70% y 30% a \$50.9 millones y \$125.2 millones frente a \$29.9 millones y \$96.6 millones durante los mismos períodos en el 2015, respectivamente. Este aumento en los ingresos refleja las ventas adicionales relacionadas con la ampliación del gasoducto de Promigas, compensados con una disminución de los precios mundiales de referencia del petróleo.

- Los gastos generales y administrativos (“G&A”) disminuyeron un 2% y 16% a \$4.8 millones y \$12.7 millones durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30, 2016, respectivamente, frente a \$4.9 millones y \$15.2 millones durante los mismos períodos en el 2015, respectivamente. Esta disminución es debido principalmente a los esfuerzos de la Corporación para controlar los gastos G&A en vista de la continua debilidad de los precios mundiales del petróleo.
- Los gastos de producción disminuyeron un 28% y 49% a \$4.6 millones y \$12.3 millones durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30, 2016, respectivamente, frente a \$6.4 millones y \$24.1 millones durante los mismos períodos en el 2015, aún con el aumento significativo en la producción durante los tres y nueve meses terminado en septiembre 30, 2016 frente a los periodos comparables. La disminución es debido principalmente a las iniciativas de reducción de gastos de la Corporación y menor producción de crudo. El aumento en la producción de gas natural no aumentó significativamente los gastos de producción ya que la mayoría de los gastos de producción de gas natural son fijos.
- La Corporación obtuvo una pérdida de \$8.4 millones y una ganancia de \$3.3 millones durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30, 2016, respectivamente, frente a una pérdida de \$19 millones y \$93.2 millones durante los mismos periodos en el 2015, respectivamente. Los \$8.4 millones de pérdida durante los tres meses terminados en septiembre 30, 2016 se originan principalmente por el ajuste *–no en efectivo–* en el valor de los activos *–“non-cash impairment”–* como resultado de la devolución de dos bloques en Colombia.
- Durante los tres meses terminados en septiembre 30, 2016, se completó el pozo de exploración Níspero-1 y probó una tasa de 28 MMscfpd de gas seco, sin agua. Con el éxito en Níspero-1, el 13 de septiembre de 2016, la Corporación inició la perforación del pozo de exploración Trombón-1 desde la misma plataforma desde donde se perforó Níspero-1. El pozo de exploración Trombón-1 tiene como objetivo el mismo reservorio CDO probado en el descubrimiento adyacente Níspero-1, pero en una ubicación aislada y distinta ubicada aproximadamente 2 kilómetros al sur del descubrimiento Níspero-1. El 17 de octubre de 2016 se completó el pozo de exploración Trombón-1 y probó 26 MMscfpd de gas seco, sin agua. Los dos pozos Níspero-1 y Trombón-1 están unidos a las facilidades de producción de la Corporación en Jobo.
- Los gastos de capital “*capex*” netos incluyendo adquisiciones durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30, 2016 fueron de \$28.7 millones y \$49.3 millones, respectivamente, mientras que los gastos ajustados de capital incluyendo adquisiciones, los cuales incluyen los valores relacionados con el CPI de Ecuador, fueron \$29.2 millones y \$50.5 millones, respectivamente.
- A septiembre 30, 2016, la Corporación tenía \$62.1 millones en efectivo y \$62.6 millones en efectivo restringido, y cumplía con sus cláusulas *–“covenants”–* bancarias.

| Financieros | Tres meses terminados en Septiembre 30, | | | Nueve meses terminados en Septiembre 30, | | |
|--|---|----------|-----------|--|-----------------|-----------|
| | 2016 | 2015 | Variación | 2016 | 2015 | Variación |
| Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías | 44,392 | 21,958 | 102% | 106,018 | 75,684 | 40% |
| Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽²⁾ | 50,851 | 29,899 | 70% | 125,241 | 96,602 | 30% |
| Efectivo aportado por actividades operativas | 22,275 | 14,302 | 56% | 43,288 | 1,386 | >999% |
| Por acción – básico (\$) | 0.13 | 0.11 | 18% | 0.27 | 0.01 | >999% |
| Por acción – diluido (\$) | 0.13 | 0.11 | 18% | 0.26 | 0.01 | >999% |
| Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾ | 30,719 | 15,218 | 102% | 71,040 | 42,499 | 67% |
| Por acción – básico (\$) | 0.18 | 0.12 | 50% | 0.44 | 0.36 | 22% |
| Por acción – diluido (\$) | 0.18 | 0.12 | 50% | 0.43 | 0.35 | 23% |
| Ingreso neto (pérdida) | (8,399) | (19,029) | (56%) | 3,307 | (93,191) | n/a |
| Por acción – básico (\$) | (0.05) | (0.15) | (67%) | 0.02 | (0.78) | n/a |
| Por acción – diluido (\$) | (0.05) | (0.15) | (67%) | 0.02 | (0.78) | n/a |
| Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones | 28,698 | 22,299 | 29% | 49,292 | 113,716 | (57%) |
| Gastos de capital ajustados, netos, incluidos adquisiciones y gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾⁽²⁾ | 29,208 | 26,080 | 12% | 50,533 | 125,751 | (60%) |
| | | | | Sept 30, 2016 | Dic 31, 2015 | Variación |
| Efectivo | | | | 62,103 | 43,257 | 44% |
| Efectivo restringido | | | | 62,580 | 61,721 | 1% |
| Superávit de capital de trabajo, excluyendo conceptos distintos a efectivo ⁽¹⁾ | | | | 68,524 | 46,310 | 48% |
| Deuda con bancos | | | | 250,039 | 248,228 | 1% |
| Total activos | | | | 735,253 | 668,349 | 10% |
| Acciones ordinarias, final del período (ooos) | | | | 172,976 | 159,266 | 9% |
| Operativos | Tres meses terminados en Septiembre 30, | | | Nueve meses terminados en Septiembre 30, | | |
| | 2016 | 2015 | Variación | 2016 | 2015 | Variación |
| Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd) | | | | | | |
| Petróleo ⁽³⁾ | 3,892 | 6,983 | (44%) | 4,145 | 6,812 | (39%) |
| Gas natural | 14,740 | 3,472 | 325% | 11,197 | 3,643 | 207% |
| Total ⁽²⁾ | 18,632 | 10,455 | 78% | 15,342 | 10,455 | 47% |
| Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd) | | | | | | |
| Petróleo ⁽³⁾ | 3,801 | 7,272 | (48%) | 4,141 | 7,032 | (41%) |
| Gas natural | 14,621 | 3,455 | 323% | 11,106 | 3,660 | 203% |
| Total ⁽²⁾ | 18,422 | 10,727 | 72% | 15,247 | 10,692 | 43% |
| Ventas totales facturadas, antes de regalías (boepd) | | | | | | |
| Gas natural | 15,107 | 3,455 | 337% | 11,586 | 3,660 | 217% |
| Colombia (petróleo) | 2,090 | 5,116 | (59%) | 2,413 | 5,157 | (53%) |
| Ecuador (petróleo a tarifa)⁽²⁾ | 1,711 | 2,156 | (21%) | 1,728 | 1,875 | (8%) |
| Total⁽²⁾ | 18,908 | 10,727 | 76% | 15,727 | 10,692 | 47% |
| Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾ | | | | | | |
| Esperanza (gas natural) | 27.63 | 22.54 | 23% | 27.45 | 22.55 | 22% |
| VIM-5 (gas natural) | 24.65 | - | n/a | 24.52 | - | n/a |
| LLA-23 (petróleo) | 13.78 | 19.75 | (30%) | 11.36 | 22.33 | (49%) |
| Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾ | 38.54 | 38.54 | - | 38.54 | 38.54 | - |
| Total ⁽²⁾ | 25.83 | 22.73 | 14% | 25.28 | 23.25 | 9% |

(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. Ver la sección “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.

Perspectiva

Los tres meses terminados el 30 de septiembre, 2016 fueron otro trimestre record para la Corporación en términos de niveles de producción, sus más altos ingresos, EBITDAX y fondos ajustados provenientes de operaciones desde el 2014 cuando los precios del petróleo estaban altos; principalmente debido a que este fue un trimestre completo de aumento en la producción de gas como resultados de la finalización de la ampliación del gasoducto de Promigas en abril de 2016, lo que le permitió a la Corporación aumentar sus volúmenes de ventas promedio diarios facturados a aproximadamente 90 MMscfpd.

En agosto de 2016, la Corporación aceptó una financiación en acciones por \$36 millones, que se finalizó con una prima sobre el precio de mercado existente. Estos ingresos han sido utilizados para acelerar el programa de exploración y desarrollo de gas de la Corporación en el 2016. El objetivo del programa es continuar creciendo la base de reservas para firmar nuevos contratos *ship or pay* a 10 años de ventas de gas y para la construcción del gasoducto por 100 MMscfpd, el cual se estima inicie en el 2018 una vez terminada la construcción de nuevo gasoducto, así como la perforación de dos pozos de desarrollo adicionales para aumentar la capacidad de producción. Actualmente, la Corporación está negociando varios contratos de ventas de gas *take or pay* de largo plazo con nuevos y existentes clientes, así como el contrato para que un tercero construya y opere a nuevo gasoducto hacia la Costa Caribe de Colombia, operacional a finales del 2018, sin costo alguno para la Corporación.

Mirando hacia el restante año 2016, la estrategia de captura de recursos de la Corporación espera cuatro pozos adicionales antes de finalizar el año. La Corporación contrató el Taladro-12 de Tuscany para perforar el pozo de exploración de gas Nelson-6 y el pozo de desarrollo de gas Nelson-8. El Taladro-15 de Tuscany fue movilizado desde el descubrimiento Trombón hacia el campo Clarinete, y el 3 de noviembre de 2016 inició la perforación del pozo de desarrollo de gas Clarinete-3. El 18 de octubre se inició la perforación del pozo de exploración Nelson-6 que tiene como objetivo el reservorio somero en la arenas Porquero en el campo Nelson. Los pozos existentes ya perforados en Nelson encontraron hasta 62 pies de espesor de gas interpretado en registros de huevo abierto de el reservorio en la arenas Porquero. Una vez completado y probado el pozo de exploración Nelson-6, la Corporación perforará el pozo de desarrollo Nelson-8 con objetivo en los reservorios productores en CDO que actualmente no se encuentra en producción en los pozos productores en el campo Nelson. Un tercer taladro, el Taladro-14 de Tuscany, se contrató para perforar el pozo de exploración de crudo Mono Capuchino-1 en el contrato E&P VMM-2 ubicado en la Cuenca del Magdalena Medio. Se estima iniciar la perforación de este pozo el 1 de diciembre de 2016 y se estima que se tomen hasta 2 meses para la perforación y pruebas.

Canacol estima que la producción neta promedio de petróleo y gas antes de regalías para el 2016 esté entre 16,000 y 17,000 boepd. Las ventas realizadas de gas contratado tendrán un promedio de aproximadamente 75 MMscfpd (13,160 boepd) incluyendo aproximadamente 90 MMscfpd a partir de abril 21, 2016 hacia adelante, a un precio promedio esperado de \$5.60/mcf (\$31.92/boe) con un *netback* promedio de aproximadamente \$4.56/Mcf (\$26.00/boe). Adicionalmente, Canacol estima que la producción de petróleo en Colombia sea en promedio aproximadamente 2,300 bopd y que la producción de petróleo en Ecuador sea aproximadamente 1,300 bopd durante el año calendario 2016, ambas sin perforar ningún pozo adicional de petróleo. Se estima que las ventas totales corporativas de hidrocarburos estén en promedio entre 18,500 y 19,000 boepd durante la segunda mitad del 2016.

Se estima que el EBITDAX total corporativo sea aproximadamente \$135 millones durante el año calendario 2016, que representa una Razón de Endeudamiento Consolidado de menos de 2.0, a pesar que la ventas realizadas de gas contratado durante el periodo entre el 1 de enero de 2016 y el 20 de abril de 2016, fueron menos de la mitad de los volúmenes actuales.

* * *

Este comunicado de prensa debe ser leído en conjunto con los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados y relacionados con el Informe de Discusión y Análisis de la Administración. La Corporación ha presentado sus estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados y relacionados con el Informe de Discusión y Análisis de la Administración para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30, 2016 de acuerdo a las autoridades reguladoras de valores de Canadá y Colombia. Estas presentaciones están disponibles para revisión en SEDAR a través de la página www.sedar.com. y www.superfinanciera.gov.co

Canacol es una compañía de producción y exploración con operaciones enfocadas en Colombia y Ecuador. La Compañía está listada en el Toronto Stock Exchange, en el OTCQX de Estados Unidos de América y en la Bolsa de Valores de Colombia bajo los símbolos CNE, CNNEF, y CNE.C, respectivamente.

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 periodo determinado se derivan del promedio aritmético de la información de producción histórica y fluctuante para el periodo completo indicado, y, por consiguiente no representan una tasa constante de producción para ese periodo 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.

Las ventas totales facturadas están definidas como ventas realizadas de gas contratado y ventas de crudo más efectivo recibido por gas clasificado como ingresos diferidos conforme a NIIF.

El potencial de recursos recuperables sin aplicar factor de riesgo se basa en estimaciones de la gerencia.

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: corozco@canacolenergy.com o info@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.com>