

Canacol Energy Ltd. Reporta Niveles de Producción Record

CALGARY, ALBERTA – (Agosto 11, 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 seis meses terminados el 30 de junio de 2016. Los valores en dólares están expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa.

“Continuamos creciendo durante el segundo trimestre de 2016, obteniendo una producción corporativa record, como los más altos ingresos, ganancias y fondos ajustados provenientes de operaciones desde el 2014 cuando los precios del petróleo estaban cercanos a los \$100”, reportó Charle Gamba, Presidente y CEO de Canacol. “Durante el segundo trimestre, Canacol logró volúmenes record de venta facturados de 17,817 boepd, un aumento del 52% sobre el promedio del trimestre anterior terminado el 31 de marzo de 2016 de 11,746 boepd. Con la terminación de la ampliación del gasoducto de Promigas en Abril de 2016, incluimos nueva producción por 65 MMscfpd, con obvios efectos positivos en las ganancias corporativas. Fondos ajustados provenientes de operaciones durante los tres meses terminados el 30 de junio de 2016 aumentaron un 99% a \$26.9 millones frente a \$13.5 millones del trimestre anterior terminado el 31 de marzo de 2016. La Corporación tuvo una ganancia de \$11.2 millones durante los tres meses terminados el 30 de junio de 2016, comparado con una pérdida de \$58.5 millones durante los tres meses terminados el 30 de junio de 2015. La Corporación continúa siendo rentable en el 2016, lo cual marca un regreso hacia la rentabilidad que continuará hacia adelante a medida que los volúmenes de ventas de gas de Canacol sigan aumentando.

Nuestro continuo enfoque en la reducción de costos y en el aumento de la producción de gas resultó en un aumento adicional del 7% en los *netbacks* operacionales a \$25.58/boe durante los tres meses terminados el 30 de junio de 2016, frente a \$23.90/boe durante el último trimestre.

También seguimos aumentando nuestra base de reservas, con la reciente asignación de 38 bcf de reservas 3P al exitoso pozo Oboe-1. Nuestro programa de perforación de gas también incluye el pozo Níspero-1 actualmente perforándose, seguido por la perforación del pozo Nelson-6. Como resultado de la reciente colocación privada por \$46.9 millones de dólares canadienses, ahora esperamos aumentar este programa y tener un taladro de perforación de gas trabajando continuamente hacia el 2017, con un pozo adicional de exploración de gas y un pozo adicional de desarrollo de gas, planeados durante el restante año calendario 2016. Así mismo, planeamos perforar un pozo de exploración en nuestra concesión VMM-2 durante el cuarto trimestre del 2016”.

Aspectos a destacar para los tres y seis meses terminados en Junio 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 totales de venta facturados aumentaron un 74% y 38% a 17,817 boepd y 14,783 boepd durante los tres y seis meses terminados en junio 30, 2016, respectivamente, frente a 10,256 boepd y 10,676 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.
- Fondos ajustados provenientes de operaciones durante los tres y seis meses terminados en junio 30, 2016, aumentaron un 64% y 48% a \$26.9 millones y \$40.3 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.

- La Corporación obtuvo una ganancia de \$11.2 millones y \$11.7 millones durante los tres y seis meses terminados en junio 30, 2016, respectivamente, frente a una pérdida de \$58.5 millones y \$74.2 millones durante los tres y seis meses terminados en junio 30, 2015, respectivamente. La Corporación continúa siendo rentable en el 2016, lo cual marca un regreso hacia la rentabilidad que continuará hacia adelante a medida que los volúmenes de ventas de gas de Canacol sigan aumentando.
- Los volúmenes de producción promedio aumentaron 65% y 31% a 16,423 boepd y 13,680 boepd durante los tres y seis meses terminados en junio 30, 2016, respectivamente, frente a 9,961 boepd y 10,453 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.
- Los ingresos totales por petróleo y gas natural durante los tres y seis meses terminados en junio 30, 2016 aumentaron un 43% y 15% a \$38.9 millones y \$61.6 millones frente a \$27.3 millones y \$53.7 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 seis meses terminados en junio 30, 2016 aumentaron un 34% y 12% a \$45.4 millones y \$74.4 millones frente a \$33.9 millones y \$66.7 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 24% y 23% a \$4.2 millones y \$8 millones durante los tres y seis meses terminados en junio 30, 2016, respectivamente, frente a \$5.5 millones y \$10.4 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 y la devaluación del peso Colombiano frente al dólar de los Estados Unidos.
- Los gastos de producción disminuyeron un 42% y 56% a \$4.3 millones y \$7.7 millones durante los tres y seis meses terminados en junio 30, 2016, respectivamente, frente a \$7.5 millones y \$17.7 millones durante los mismos períodos en el 2015. La disminución es debido principalmente a las iniciativas de reducción de gastos de la Corporación, centralizando las operaciones de producción, cargue y disposición de agua de los diferentes campos en el bloque LLA-23 hacia las facilidades en Pointer, costos más bajos de re-negociación de contratos y la devaluación del peso Colombiano frente al dólar de los Estados Unidos.
- Durante los tres meses terminados en junio 30, 2016 se completó el pozo Oboe-1 y se probaron 3 de 11 intervalos areniscos diferentes en el reservorio Ciénaga de Oro, el cual fluyó a una tasa combinada de 66 MMscfpd de gas seco. Se está uniendo el pozo Oboe-1 a la línea de flujo Clarinete y se espera ponerlo en producción permanente a partir del 1 de Septiembre de 2016. El pozo Oboe-1 siguió evaluando la estructura en el campo de gas Clarinete y adicionó 28 billones de pies cúbicos estándar de reservas de gas 2P a los 372 bcf de reservas 2P de gas existentes de Canacol, con corte a 31 de diciembre de 2015.
- Los gastos de capital “capex” netos incluyendo adquisiciones durante los tres y seis meses terminados en junio 30, 2016 fueron de \$5 millones y \$20.6 millones, respectivamente, mientras que los gastos ajustados de capital incluyendo adquisiciones, los cuales incluyen los valores relacionados con el CPI de Ecuador, fueron \$5.4 millones y \$21.3 millones, respectivamente.
- A junio 30, 2016, antes del reciente cierre de la colocación privada por \$46.9 millones de dólares canadienses, la Corporación tenía \$25.3 millones en efectivo y \$62.5 millones en efectivo restringido, y cumplía con sus cláusulas – “covenants” bancarias.

Perspectiva

Los tres meses terminados el 30 de junio, 2016 fueron un trimestre record para la Corporación en términos de niveles de producción, los más altos ingresos, ganancias y fondos ajustados provenientes de operaciones desde que se tenían precios altos de petróleo en el 2014; esto está relacionado principalmente con la terminación de la ampliación del gasoducto de Promigas en abril de 2016, lo cual le permitió a la Corporación aumentar sus ventas facturadas diarias promedio de gas a aproximadamente 90 MMscfpd.

Mirando hacia el restante año 2016, la Corporación tiene en presupuesto dos pozos de exploración de gas, Níspero-1 y Nelson-6 (adicionales al pozo Oboe-1 perforado durante los primeros seis meses del año), así como cinco *workovers* de crudo liviano en la concesión LLA-23. Una parte de los recursos recibidos de la reciente cerrada financiación por \$46.9 millones de dólares canadienses será utilizada para ampliar el programa de desarrollo y exploración de gas a lo largo del restante año calendario 2016 y hacia el 2017. Ahora, la Corporación espera mantener un taladro trabajando continuamente en su programa de perforación de gas hacia el 2017, y durante el restante año 2016 planea perforar un pozo de exploración y un pozo de desarrollo de gas, adicionales a los pozos Níspero-1 y Nelson-6. Así mismo, Canacol espera perforar el prospecto de exploración de crudo liviano Mono Capuchino ubicado en la concesión VMM-2 a finales de 2016.

Actualmente, Canacol se encuentra perforando el pozo Níspero-1 en el bloque Esperanza ubicado en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena. El pozo Níspero-1 tiene como objetivo las mismas arenas de CDO que producen en los campos de gas cercanos, Nelson, Palmer y Clarinete. El 17 de julio se inició la perforación del pozo Níspero-1 y se espera que se tomen aproximadamente siete semanas para perforar y realizar pruebas de producción. Una vez terminadas las operaciones en Níspero, el taladro será movilizado al pozo Nelson-6, donde se espera iniciar la perforación a principios de octubre de 2016. El objetivo del pozo Nelson-6 será probar el reservorio somero en las arenas Porquero, el cual se ubica por encima del reservorio productor en las arenas CDO en el campo Nelson. Los pozos existentes perforados en Nelson han encontrado el reservorio arenisco Porquero y se tienen interpretados hasta 62 pies de espesor contenedor de gas en registros de pozo abierto. El objetivo del programa de exploración de gas en el 2016 es probar las suficientes reservas nuevas de gas para firmar un nuevo contrato *take or pay* a 10 años de ventas de gas por 100 MMscfpd, el cual se espera inicie a partir del 2018 después de la construcción de un nuevo gasoducto. Actualmente, la Corporación se encuentra negociando varios contratos *take or pay* de largo plazo con clientes nuevos y existentes, así como un contrato con un tercero para construir y operar un nuevo gasoducto hacia la costa del Caribe en Colombia, el cual será operacional a finales del 2018 y el cual no implica costo alguno para la Corporación.

Canacol estima que la producción neta promedio de petróleo y gas antes de regalías 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), generando ingresos brutos de \$153 millones aproximadamente. 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.

El Ebitdax total corporativo se estima que sea aproximadamente \$135 millones durante el año calendario 2016, lo cual representa una Razón de Endeudamiento Consolidado de menos de 2.0, a pesar de haber tenido ventas realizadas de gas contratado de menos de la mitad de los volúmenes actuales durante el periodo enero 1, 2016 y abril 20, 2016.

* * *

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 seis meses terminados en junio 30, 2016 de acuerdo a las autoridades reguladoras de valores de Canadá. Estas presentaciones están disponibles para revisión en SEDAR a través de la página www.sedar.com.

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>