

Canacol Energy Ltd. Durante el Primer Trimestre Aumenta en un 20% Ventas hasta 11,220 BOEPD y en un 9% el Netback Corporativo a \$23.90/BOE

CALGARY, ALBERTA – (Mayo 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 meses terminados el 31 de marzo de 2016. Los valores en dólares están expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa.

“Tuvimos un sólido inicio durante el primer trimestre de 2016, y, el segundo trimestre será aún más sólido”, comentó Charle Gamba, Presidente y CEO de Canacol. “Durante el trimestre terminado en marzo 31, 2016, las ventas realizadas de gas contratado aumentaron en un 20% a 11,220 boepd, comparado con el trimestre anterior, mientras que los gastos de producción y transporte disminuyeron un 65% a \$4.11/boe comparado con \$11.82/boe año a año, gracias a una serie de medidas de recorte implementadas en el 2015.

El crecimiento en producción continúa fuertemente en el segundo trimestre, con un promedio de ventas corporativas de petróleo y gas de aproximadamente 20,000 boepd desde el 21 de abril de 2016, un aumento del 78% sobre el promedio de 11,220 boepd durante el trimestre anterior terminado el 31 de marzo de 2016, atribuible a la finalización de la ampliación del gasoducto de Promigas S.A. Durante el restante año 2016, esperamos solo proveniente de ventas de gas un promedio de aproximadamente 90 MMscfpd (15,790 boepd), generando ingresos brutos provenientes de ventas de gas de aproximadamente \$153 millones durante el año.

El enfoque de la Gerencia en la reducción de costos y el aumento de la producción, resultó en un aumento del 9% en los *netbacks* –“ganancia operacional”– a \$23.90/boe durante el trimestre terminado el 31 de marzo de 2016, comparado con \$21.96/boe durante el último trimestre, aún con una caída del 20% en los precios WTI durante el mismo período. Adicional al aumento de producción, ventas y *netbacks* y a los menores costos de producción y gastos generales y administrativos –“G&A”–, también perforamos exitosamente el pozo Oboe-1 el cual probó una tasa combinada de 66 MMscfpd (11,579 boepd).

Durante el restante 2016, el equipo gerencial se enfocará en la perforación de dos nuevos pozos de exploración de gas, Níspero-1 y Nelson-6, los cuales, en conjunto con el exitoso pozo Oboe-1, tienen como objetivo potenciales recursos recuperables sin riesgo de 100 Bcf permitiéndonos firmar nuevos contratos de ventas. También continuaremos con una serie de –“workovers”– de bajo costo en los existentes pozos de crudo liviano, con el fin de mantener la producción de crudo, sin actividad alguna planeada de perforación de crudo. Sin embargo, Canacol mantiene un amplio programa de perforación de crudo liviano, el cual puede ser reactivado rápidamente cuando los precios mundiales del petróleo lleguen a niveles estables que justifiquen la inversión en los proyectos de petróleo en Colombia”.

Aspectos a destacar para los tres meses terminados Marzo 31, 2016

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

Aspectos financieros y operacionales a destacar de la Corporación incluyen:

- Fondos ajustados provenientes de operaciones para los tres meses terminados en marzo 31, 2016 aumentaron un 59% a \$13.5 millones frente a \$8.5 millones para los tres meses terminados en diciembre 31, 2015. Los fondos ajustados provenientes de operaciones incluyen los resultados del CPI de Ecuador. El aumento en los fondos ajustados provenientes de operaciones son resultado principalmente de las ventas adicionales relacionadas con la ampliación del gasoducto de Promigas, las reducciones en los gastos de producción y transporte y menores gastos generales y de administración, afectados por la disminución en los precios de referencia del petróleo. El

aumento significativo en fondos ajustados provenientes de operaciones se logró a pesar de que las ventas de gas contratadas durante el primer trimestre de 2016, fueron menos de la mitad de las ventas actuales.

- La Corporación obtuvo una ganancia de \$0.5 millones para los tres meses terminados en marzo 31, 2016, frente a una pérdida de \$84.5 millones para los tres meses terminados en diciembre 31, 2015. Este es el primer trimestre con ganancias positivas para la Corporación durante un año y marca el regreso de las ganancias hacia adelante, teniendo en cuenta que los volúmenes de ventas de gas de Canacol continúan creciendo.
- El *netback* corporativo promedio para los tres meses terminados en marzo 31, 2016 aumentó un 9% a \$23.90/boe frente a \$21.96/boe para los tres meses terminados en diciembre 31, 2015, a pesar de la caída en un 20% de los precios promedio del WTI. El aumento en el *netback* corporativo promedio se debe principalmente al aumento en las ventas de gas con altos *netbacks* y a las reducciones en los gastos de producción y transporte, afectado por la disminución en los precios de referencia del petróleo. Los *netbacks* corporativos promedio incluyen los resultados del CPI de Ecuador.
- Los volúmenes de ventas promedio contratados aumentaron un 20% a 11,220 boepd para los tres meses terminados en marzo 31, 2016, frente a 9,359 boepd para los tres meses terminados en diciembre 31, 2015, 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 aumentaron un 21% a 10,933 boepd para los tres meses terminados en marzo 31, 2016, frente a 9,064 boepd para los tres meses terminados en diciembre 31, 2015, 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 ingresos totales provenientes de petróleo y gas natural para los tres meses terminados en marzo 31, 2016 aumentaron un 30% a \$22.7 millones frente a \$17.4 millones para los tres meses terminados en diciembre 31, 2015. Los ingresos ajustados provenientes de petróleo y gas natural, incluyendo los ingresos relacionados con el Contrato de Producción Incremental de Ecuador (el “CPI de Ecuador”) (ver el Reporte de Discusión y Análisis de la Gerencia) para los tres meses terminados en marzo 31, 2016 aumentaron un 17% a \$29 millones frente a \$24.9 millones para los tres meses terminados en diciembre 31, 2015. El aumento en los ingresos refleja las ventas adicionales relacionadas con la ampliación del gasoducto de Promigas, afectados por la disminución en los precios de referencia del petróleo.
- Los gastos de producción disminuyeron un 30% a \$3.4 millones para los tres meses terminados en marzo 31, 2016 frente a \$4.9 millones para los tres meses terminados en diciembre 31, 2015, a pesar que la producción aumentó un 21% desde 9,064 boepd hasta 10,933 boepd. A pesar de una disminución del 53% en la producción de crudo de LLA-23 año a año, los gastos de producción de LLA-23 han disminuido a \$9.33/bbl, un 31% menos que \$13.58/bbl para el mismo periodo en el 2015. La disminución se debe principalmente a las iniciativas de reducción de costos de la Corporación de centralización de la producción, cargue y disposición de agua, desde los diferentes campos en el bloque LLA-23 hacia la plataforma Pointer, menores costos operacionales negociados y la devaluación del peso Colombiano frente al dólar Estado de los Estados Unidos.
- El pozo Oboe-1 llegó a la profundidad total medida del pozo de 9,750 pies (“ft md”) el 7 de febrero de 2016, encontrando 158 pies de espesor contenedor de gas con una porosidad promedio del 23%, en varios reservorios de areniscas del objetivo principal correspondiente a la formación Ciénaga de Oro (“CDO”), representando el mayor espesor de gas encontrado hasta el momento en CDO en el descubrimiento VIM-5. Tres intervalos separados fueron exitosamente probados durante los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016, a una tasa combinada de 66 MMscfpd (11,579 boepd) de gas seco.
- Los gastos de capital –“Capex”– incluyendo adquisiciones para los tres meses terminados en marzo 31, 2016 fueron de \$15.5 millones, mientras que los gastos ajustados de capital incluyendo adquisiciones, incluyendo los valores relacionados con el CPI de Ecuador, fueron de \$15.9 millones.
- Al 31 de marzo de 2016, la Corporación tenía \$30 millones en efectivo y \$62 millones en efectivo restringido y estuvo en cumplimiento con todas las cláusulas –“convenants”– bancarias.

Financieros	Tres meses terminados en Marzo 31,		
	2016	2015	Variación
Ingreso por petróleo y gas natural, netos de regalías	22,700	26,429	(14%)
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽²⁾	29,000	32,811	(12%)
Efectivo aportado por actividades operativas	7,249	(2,011)	n/a
Por acción – básico (\$)	0.05	(0.02)	n/a
Por acción – diluido (\$)	0.05	(0.02)	n/a
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	13,451	10,922	23%
Por acción – básico (\$)	0.08	0.10	(20%)
Por acción – diluido (\$)	0.08	0.10	(20%)
Ingreso neto (pérdida)	461	(15,638)	n/a
Por acción – básico (\$)	-	(0.14)	n/a
Por acción – diluido (\$)	-	(0.14)	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	15,548	62,482	(75%)
Gastos de capital ajustados, netos, incluidos adquisiciones y gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador ⁽¹⁾⁽²⁾	15,949	68,778	(77%)
	Marzo 31, 2016	Diciembre 31, 2015	Variación
Efectivo y equivalentes de efectivo	30,015	43,257	(31%)
Efectivo restringido	62,033	61,721	1%
Superávit de capital de trabajo, excluyendo la porción corriente de deuda con bancos y conceptos distintos a efectivo ⁽¹⁾	29,439	46,310	(32%)
Deuda con bancos a corto y largo plazo	248,848	248,228	-
Total activos	681,285	668,349	2%
Acciones ordinarias, final del período (000s)	159,384	159,266	-
Operativos	Tres meses terminados en Marzo 31,		
	2016	2015	Variación
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo ⁽³⁾	4,526	7,448	(39%)
Gas natural	6,407	3,502	83%
Total ⁽²⁾	10,933	10,950	-
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo ⁽³⁾	4,578	7,636	(40%)
Gas natural	6,329	3,462	83%
Total ⁽²⁾	10,907	11,098	(2%)
Ventas contratadas, antes de regalías (boepd)			
Gas Natural	6,642	3,462	92%
Colombia (petróleo)	2,856	5,932	(52%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	1,722	1,704	1%
Total ⁽²⁾	11,220	11,098	1%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾			
LLA-23 (petróleo)	8.78	18.71	(53%)
Esperanza (gas natural)	27.53	22.72	21%
VIM-5 (gas natural)	21.75	-	n/a
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	23.90	20.56	16%

(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

La Corporación tiene en presupuesto dos pozos adicionales de exploración de gas (Níspero-1 y Nelson-6) para el restante año 2016, a parte del pozo Oboe-1 perforado en enero de 2016 el cual probó una tasa combinada de 66 MMscfpd. El exitoso pozo Oboe-1 y los dos pozos adicionales de exploración de gas, tienen como objetivo potenciales recursos recuperables sin riesgo de 100 billones de pies cúbicos. Se espera que el pozo Níspero-1 sea perforado a principios del tercer trimestre del 2016, seguido por el pozo Nelson-6 durante el cuarto trimestre del 2016. El objetivo para el pozo de bajo riesgo Nelson-6 será realizar pruebas de producción, por primera vez, en el reservorio de las areniscas someras del Porquero, la cuales se encuentran por encima de los reservorios de las areniscas productivas de Ciénaga de Oro en el campo Nelson. Los cuatro pozos Nelson que se han perforado hasta la fecha encontraron gas cargado en el reservorio arenisco Porquero, y han presentado buenas muestras de gas durante la perforación y hasta 60 pies de espesor contenedor de gas interpretado en los registros de pozo abierto. El objetivo del programa de exploración de gas en el 2016 es probar las suficientes nuevas reservas para firmar un nuevo contrato *take or pay* de ventas de gas, el cual iniciará en el 2018 después de la construcción de un nuevo gasoducto.

Se tienen presupuestados gastos de capital adicionales para cinco *workovers* en pozos de crudo liviano en la concesión de Canacol en LLA-23, como seguimiento al exitoso programa de *workover* iniciados a mediados del 2015. Si los precios mundiales del petróleo se recuperan en un nivel estable por encima de \$50/bbl, la Corporación podrá elegir perforar uno o todos los cuatro prospectos de exploración identificados con la sísmica 3D, prospectos con alta calificación y listos para ser perforados, en la concesión en LLA-23. Los cuatro prospectos tienen una alta calificación teniendo en cuenta su proximidad a la línea de flujo que permite una unión rápida y de bajo costo en el evento de un descubrimiento. Aproximadamente, se tiene un presupuesto de US\$2.9 millones destinados para el *joint venture* de la Corporación en Ecuador. La mayoría del presupuesto restante está relacionado con facilidades y equipos para respaldar y fortalecer el reciente gran aumento en la producción de gas de Canacol. El presupuesto de US\$58 millones no incluye los pagos relacionados con el *capital lease*, -arrendamiento con opción de compra- de las nuevas facilidades de procesamiento de gas en Jobo de la Corporación. El presupuesto total para el 2016 está acorde a los fondos provenientes de operaciones estimados de la Corporación para el 2016 y del capital de trabajo de inicio para el 1 de enero de 2016 de US\$46.3 millones.

Canacol estima que la producción de petróleo y gas neta promedio antes de regalías para el 2016 esté en el rango entre 16,000 y 17,000 boepd. Las ventas de gas contratado tendrá un promedio aproximado de 75 MMscfpd (13,160 boepd), incluyendo aproximadamente 90 MMscfpd a partir del 21 de Abril de 2016 y hacia adelante, a un precio promedio estimado de \$5.60/Mcf (\$31.92/boe), con un netback promedio de aproximadamente \$4.56/Mcf (\$26.00/boe), generando ingresos brutos aproximados de \$153 millones. Adicionalmente, Canacol espera que la producción promedio de petróleo sea de aproximadamente 2,300 bopd y que la producción de crudo de Ecuador sea de aproximadamente 1,300 bopd para el año calendario 2016, ambas sin incluir perforación de pozos adicionales de crudo. Las ventas totales corporativas de hidrocarburos se esperan entre 18,500 y 19,000 boepd desde Mayo 1, 2016 hasta finalizar el año.

Se estima que el EBITDAX total corporativo sea de aproximadamente \$135 millones para el año calendario 2016, el cual representa una Razón de Endeudamiento Consolidado menor a 2.0, a pesar que las ventas de gas contratado en el periodo enero 1, 2016 hasta abril 20, 2016, fue menos de la mitad de los volúmenes actuales. Si los precios mundiales del petróleo logran niveles estables por encima de \$50/bbl, la Corporación reiniciará sus programas de exploración y perforación de crudo liviano, los cuales aumentaran el EBITDAX asociado con las ventas de crudo.

* * *

La Corporación ha radicado ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá sus estados financieros consolidados y el correspondiente Reporte de Discusión y Análisis de la Administración para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016. Estas radicaciones están disponibles para revisión en www.superfinanciera.gov.co y 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. 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. 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 Administración ("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.

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. 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 Administración de la Corporación. Adicionalmente, este comunicado hace referencia a las medidas de capital de trabajo 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. 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.

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

Los recursos potenciales recuperables sin riesgar son estimaciones de la gerencia.

Conversión Boe – "boe" barril de crudo equivalente se deriva de convertir gas natural en petróleo en una razón de 5.7 Mcf de gas natural por un barril de petróleo. La razón de conversión de BOE de 5.7 Mcf a 1 bbl se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. Dado que el valor de la razón entre gas natural y crudo basado en los actuales precios del gas natural y del crudo es significativamente diferente de la equivalencia energética de 5.7:1, utilizar una conversión en una base de 5.7:1 puede ser un indicador de valor engañoso. En este comunicado de prensa, la Corporación ha 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 de la razón entre gas natural y crudo bajo las precios actuales de gas natural y crudo es significativamente diferente de la equivalencia energética de 5.7:1, utilizar una conversión de 5.7:1 podría ser un indicador de valor inexacto.

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>