

Canacol Energy Ltd. Reporta sus Resultados para el 1Q 2018

CALGARY, ALBERTA – (Mayo 15, 2018) – Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Corporación”) (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en anunciar sus resultados financieros y operacionales para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2018. Los montos en dólares se expresan en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó: “El primer trimestre de 2018 representa un hito importante para Canacol, ya que representa el primer trimestre completo en el cual la Corporación tuvo acceso a la recientemente terminada línea de flujo Sabanas, y por lo tanto un incremento en nuestros niveles de producción de gas natural. Continuamos trabajando diligentemente hacia nuestra siguiente meta de 230 MMscfpd para el 1 de diciembre de 2018, para lo cual la Corporación cuenta con todos los recursos necesarios para lograrlo.”

Hechos destacados para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2018

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

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

- Los volúmenes promedio de producción aumentaron 23% a 20,955 boepd para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2018, comparado con 16,992 boepd para el mismo período de 2017. El aumento se debe principalmente al aumento en la producción de gas como resultado de las ventas adicionales relacionadas con el completamiento de la línea de flujo Sabanas, compensado por una disminución en la producción en LLA-23 y la venta del Contrato de Producción Incremental de Ecuador (“CPI Ecuador”) (ver discusión completa en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración) en febrero de 2018.
- Los volúmenes de ventas contractuales realizados aumentaron 17% a 21,115 boepd para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2018, comparado con 18,043 boepd para el mismo período de 2017. El aumento se debe principalmente al aumento en la producción de gas como resultado de las ventas adicionales relacionadas con el completamiento de la línea de flujo Sabanas, compensado por una disminución en la producción de LLA-23 y la venta del CPI de Ecuador en febrero de 2018.
- Los ingresos totales de petróleo y gas natural para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2018, aumentaron 24% a \$51.8 millones, comparado con \$41.6 millones para el mismo período de 2017. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural, los cuales incluyen los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador, para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2018, aumentaron 14% a \$53.7 millones comparado con \$47 millones para el mismo período de 2017.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron 12% a \$23.5 millones para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2018, comparado con \$20.9 millones para el mismo período de 2017. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones incluyen los resultados del IPC de Ecuador, el cual tuvo un total de \$2 millones para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2018.
- La Corporación registró una ganancia neta de \$8.3 millones para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2018, comparado con una pérdida neta de \$7.9 millones para el mismo período de 2017.
- Los gastos de capital netos, incluyendo adquisiciones, para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 fueron de \$40.2 millones, mientras que los gastos de capital ajustados, incluidas las adquisiciones e incluidas las partidas relacionadas con el CPI de Ecuador, fueron de \$42.6 millones. Los gastos de capital netos y los gastos de capital ajustados incluyen costos no en efectivo de \$14.1 millones.
- Al 31 de marzo de 2018, la Corporación tenía \$61 millones en efectivo y \$13.3 millones en efectivo restringido.

Perspectiva

Los objetivos de la Gerencia para el 2018 continúan siendo: 1) vender en promedio entre 114 y 129 MMscfpd de gas y 1,700 bopd (“barriles de crudo por día”), 2) ejecutar las inversiones necesarias en perforación, facilidades y líneas de flujo para asegurar que la capacidad productiva de la Corporación sea mayor a 230 MMscfpd para el 1 de diciembre de 2018, 3) ejecutar un programa de perforación de cuatro pozos de exploración y de avanzada para aumentar reservas y 4) desinvertir de los activos de crudo convencional en Colombia para enfocarnos en la exploración y comercialización de nuestras significativas reservas y recursos de gas en Colombia.

Los hechos destacados del programa de gastos de capital destinados a asegurar que la Corporación logre la capacidad de producción de gas de 230 MMscfpd a diciembre de 2018 incluyen: 1) la perforación de cuatro pozos de exploración y de avanzada y tres pozos de desarrollo, 2) la expansión de las facilidades de recolección y procesamiento de gas de la Corporación en Jobo y 3) varios *workovers* en sus pozos de gas existentes. La Corporación también espera adquirir nueva información de Sísmica 3D en su contrato VIM-5 para continuar construyendo su portafolio de perforación de exploración de gas. Aproximadamente 97% del presupuesto de \$80 millones para el 2018 está dedicado al gasto en los activos de gas de la Corporación, con el restante en los activos de crudo. El programa de capital será fondeado en su totalidad por efectivo existente y flujo de caja.

Posterior al 31 de marzo de 2018, la Corporación completó la oferta privada de notas senior no garantizadas por un monto principal agregado de \$320 millones y ha utilizado los ingresos netos para pagar en su totalidad los montos pendientes de su línea de crédito existente por un monto de \$305 millones más los intereses.

Al reemplazar la actual línea de crédito de \$305 millones, la Corporación se beneficia de: (i) reemplazar el préstamo actual que tiene una tasa de interés variable de Libor a tres meses +5.5% (la cual actualmente asciende aproximadamente a 8%, ya que la Libor ha aumentado sustancialmente durante los últimos 14 meses), por un cupón tasa fija de 7.25%, que proporciona, tanto una reducción, como una certeza para los gastos de la deuda, en un entorno de tasas de interés extremadamente volátil; (ii) diferir la amortización trimestral de \$23.5 millones de la línea de crédito existente, empezando en marzo de 2019, por una amortización de capital única en 2025; (iii) una administración menos onerosa, que no requerirá colateral o certificación trimestral de mantenimiento de *covenants* (sólo *covenants* basados en incidentes); (iv) no se tendrá que destinar efectivo a la cuenta de reserva del servicio de la deuda como se requiere para la línea de crédito existente (este monto estaba programado a alcanzar un total de aproximadamente \$25 millones más adelante en el 2018 bajo la línea de crédito existente); y (v) lograr ciertas otras flexibilidades operacionales y financieras, incluyendo la habilidad de la Corporación para pagar dividendos.

Respecto al programa de perforación, la Corporación perforó y completó exitosamente los pozos de avanzada de producción de gas Pandereta-3 y Chirimía-1, con el pozo de exploración Gaiteros-1 resultando seco. El restante del programa de perforación incluye tres pozos de exploración y un pozo de desarrollo. El primero de los tres pozos de exploración restantes, Breva-1, inició perforación a finales de abril de 2018 y actualmente se está revistiendo y completando como un descubrimiento de gas en el Porquero. El restante de los pozos de exploración incluye el pozo Borojó-1, el cual iniciará perforación a principios de junio de 2018, seguido inmediatamente por el pozo Cañahuate-Este. El último pozo de desarrollo del programa de perforación es Cañahuate-Oeste, el cual será perforado después del pozo Cañahuate-Este.

Como se anunció anteriormente, las ventas contractuales realizadas previstas de gas y crudo, las cuales incluyen el *downtime* contractual de gas para el 2018, se anticipa que promedien entre 21,700 y 24,300 boepd, lo cual incluye 114 y 129 MMscfpd de gas, respectivamente, y aproximadamente 1,700 bopd de producción anual de crudo. Una vez sean vendidos los activos de crudo convencional en Colombia, esta previsión de producción anual de crudo será revisada. El límite inferior del rango base de producción de gas asume que la expansión de Promigas S.A., la cual incrementará en 100 MMscfpd la capacidad de transporte entre las facilidades de procesamiento de gas de la Corporación ubicadas en Jobo y los mercados de Cartagena y Barranquilla, tendrá un retraso y no se materializará el 1 de diciembre de 2018. La parte superior del rango base de producción de gas asume que la expansión de Promigas S.A. es completada el 1 de diciembre de 2018, como está planeado actualmente, y que la Corporación vende gas natural adicional en el mercado interrumpible a lo largo de 2018.

Basado en el portafolio actual de contratos de gas de 2018 de la Corporación, el precio de venta promedio, neto de costos de transporte donde aplique, es aproximadamente de \$4.75/Mcf.

La Corporación ha adjudicado un contrato para construir e instalar un nuevo módulo de procesamiento de gas en sus facilidades de gas de Jobo, para procesar 100 MMscfpd de gas adicionales, lo que elevará la capacidad de tratamiento de gas de la instalación Jobo a 300 MMscfpd para diciembre de 2018. La Corporación comprará y operará el nuevo módulo de procesamiento de gas con fondos provenientes del del efectivo existente y flujo de caja, incluyendo los fondos liberados de la cuenta de reserva del servicio de la deuda de la facilidad de crédito anterior, los cuales no son requeridos bajo las nuevas notas senior no garantizadas.

Financieros	Tres meses terminados en Marzo 31,		
	2018	2017	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	51,756	41,583	24%
Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, netos de regalías ⁽²⁾	53,712	46,975	14%
Efectivo aportado por actividades operativas	19,868	17,539	13%
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.11	0.10	10%
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.11	0.10	10%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ^{(1) (2)}	23,537	20,947	12%
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.13	0.12	8%
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.13	0.12	8%
Ingreso (pérdida)	8,278	(7,942)	n/a
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.05	(0.05)	n/a
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.05	(0.05)	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	40,194	24,000	67%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	42,571	24,818	72%
	Mar 31, 2018	Dic 31, 2017	Cambio
Efectivo	61,022	39,071	56%
Efectivo restringido	13,343	27,919	(52%)
Superávit de capital de trabajo	94,472	110,401	(14%)
Deuda con bancos	295,564	294,590	-
Total activos	717,697	696,443	3%
Acciones ordinarias, final del período (000's)	176,800	176,109	-
Operating	Tres meses terminados en Marzo 31,		
	2018	2017	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo ⁽³⁾	2,488	3,505	(29%)
Gas natural	18,467	13,487	37%
Total ⁽²⁾	20,955	16,922	23%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo ⁽³⁾	2,460	3,517	(30%)
Gas natural	18,335	13,409	37%
Total ⁽²⁾	20,795	16,926	23%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)			
Gas natural	18,655	14,526	28%
Colombia (petróleo)	1,896	2,014	(6%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	564	1,503	(62%)
Total ⁽²⁾	21,115	18,043	17%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾			
Total gas natural	21.12	24.11	(12%)
Colombia (petróleo)	33.21	17.16	94%
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	22.68	24.56	(8%)

(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.

* * *

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 consolidados condensados no auditados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración correspondiente a los tres meses terminados el 31 de marzo de 2018 a las autoridades canadienses de regulación de valores. Estas publicaciones están disponibles para su revisión en SEDAR en www.sedar.com.

Canacol es una empresa de exploración y producción con operaciones en Colombia. Las acciones ordinarias de la Corporación cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo CNE, la OTCQX en los Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, en la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y en la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

Este comunicado de prensa contiene algunas declaraciones de resultados futuros dentro del significado de las Leyes y Regulaciones de Acciones. Las declaraciones de resultados futuros están frecuentemente caracterizadas por el uso de palabras como “plan”, “expectativa”, “proyecto”, “intención”, “creencia”, “anticipar”, “estimar” y otras palabras similares o afirmaciones donde ciertos eventos o condiciones “pueden” o “van a ocurrir”, incluyendo, sin limitación, declaraciones relacionadas a la estimación de las tasas de producción de las propiedades de la Corporación y a programas de trabajo planeados y líneas de tiempo asociadas. Las declaraciones de resultados futuros están basadas en las opiniones y estimaciones de la Gerencia en la fecha en la cual las afirmaciones son realizadas y están sujetas a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que pueden causar que los eventos o resultados difieran materialmente de aquellos proyectados en las declaraciones de resultados futuros. La Corporación no puede asegurar que los resultados serán consistentes con las declaraciones de resultados futuros. Estos son realizados en la fecha mencionada, están sujetos a cambiar y la Corporación no asume ninguna obligación de revisarlos o actualizarlos para reflejar nuevas circunstancias, excepto a las exigidas por la ley. La información y orientación proporcionada en este documento sustituye y reemplaza cualquier información prospectiva en descripciones anteriores. Inversionistas prospecto no deberán confiarse en las declaraciones de resultados futuros. Estos factores incluyen los riesgos inherentes envueltos en la exploración y desarrollo de Crudo y propiedades de Gas Natural, las incertidumbres incluidas en la interpretación de resultados de perforación y otra información geológica y geofísica, precios de energía fluctuantes, la posibilidad del aumento de costos o costos no anticipados o demoras u otras incertidumbres asociadas con la industria del petróleo y gas. Otros factores de riesgo incluyen riesgos asociados a la negociación con gobiernos extranjeros así como con los relacionados a riesgo-país en la realización de actividades internacionales y otros factores, muchos de los cuales están más allá del control de la Corporación. Otros riesgos están descritos totalmente en el más reciente Reporte de Discusión y Análisis de la Gerencia (“MD&A”) y Forma Anual de Información de la Corporación, a los cuales se hace referencia en este comunicado y los cuales son radicados en www.superfinanciera.gov.co y www.sedar.com. Las figuras de producción promedio para un período determinado se derivan del promedio aritmético de la información de producción histórica y fluctuante para el período completo indicado, y, por consiguiente no representan una tasa constante de producción para ese período y no son un indicador del comportamiento futuro de la producción. La información detallada relacionada con la producción mensual en los campos operados por la Corporación en Colombia la brinda el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y es publicada en la página web del Ministerio; en la página web de la Corporación se encuentra un link directo a esta información. Los datos que hacen referencia a producción “neta” se refieren a la producción ajustada a la participación de la Corporación antes de regalías.

El uso de las Medidas Financieras que no están en las NIIF – 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

+57 (1) 621.1747

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

<http://www.canacolenergy.com>