

Canacol Energy Ltd. Reporta sus Resultados para el Q2 2018

CALGARY, ALBERTA – (Agosto 14, 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 y seis meses terminados el 30 de junio 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 2Q de 2018 fue otro trimestre exitoso para Canacol ya que aumentamos las ventas contractuales realizadas de la Corporación a aproximadamente 112 MMscfpd desde 106 MMscfpd registrados el 1Q de 2018. Adicionalmente, nuestro precio promedio de venta de gas (neto de gastos de transporte) aumentó a \$4.85/Mcf para el 2Q de 2018 desde \$4.72/Mcf durante el 1Q de 2018, y también logramos una ganancia operacional de gas natural de \$3.80/Mcf para el 2Q de 2018 comparado con \$3.71/Mcf para el 1Q de 2018.

Para lo que resta de 2018, la Gerencia continúa enfocada en completar el trabajo necesario para aumentar la producción a 230 MMscfpd, lo cual incluye completar la expansión de la facilidad de procesamiento de gas en Jobo y conectar varios descubrimientos que hemos realizado durante los últimos ocho meses. El 3 de agosto de 2018, Promigas S.A. (“Promigas”) recibió la última licencia ambiental relacionada con su proyecto de adicionar otros 100 MMscfpd de capacidad de transporte a su gasoducto existente, con toda la capacidad adicional asignada a Canacol. Promigas espera que toda la capacidad adicional de 100 MMscfpd estará disponible en marzo de 2019, con los primeros 20 MMscfpd disponibles el 1 de diciembre de 2018.”

Hechos destacados para los tres y seis meses terminados el 30 de junio 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 25% y 24% a 21,519 boepd y 21,238 boepd para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2018, respectivamente, comparado con 17,162 boepd y 17,077 boepd para los mismos períodos de 2017, respectivamente. 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 la venta del Contrato de Producción Incremental de Ecuador (“CPI Ecuador”) (ver discusión completa en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración) el 15 de febrero de 2018.
- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas aumentaron 25% y 21% a 21,540 boepd y 21,329 boepd para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2018, respectivamente, comparado con 17,195 boepd y 17,616 boepd para los mismos períodos de 2017, respectivamente. 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 la venta del CPI de Ecuador en febrero de 2018.
- Los ingresos totales de petróleo y gas natural para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2018 aumentaron 53% y 38% a \$57.2 millones y \$109 millones, respectivamente, comparado con \$37.3 millones y \$78.9 millones para los mismos períodos de 2017, respectivamente. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural, los cuales incluyen los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador hasta el 15 de febrero de 2018, para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2018 aumentaron 33% y 23% a \$57.2 millones y \$110.9 millones, respectivamente, comparado con \$43 millones y \$90 millones para los mismos períodos de 2017, respectivamente.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron 19% y 16% a \$28.8 millones y \$52.4 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2018, respectivamente, comparado con \$24.2 millones y \$45.2 millones para los mismos períodos de 2017, respectivamente. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones incluyen los resultados del IPC de Ecuador hasta el 15 de febrero de 2018.

- La Corporación registró una pérdida neta de \$26 millones y \$17.7 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2018, respectivamente, comparado con una ganancia neta de \$11.8 millones y \$3.8 millones para los mismos períodos de 2017, respectivamente. La pérdida neta para los tres meses terminados el 30 de junio de 2018 se atribuye principalmente a los siguientes cargos no recurrentes / distintos a efectivo: a) un gasto por única vez por deterioro de exploración no monetario de \$9.9 millones, b) una pérdida por única vez debido a la liquidación de la línea de crédito de \$14.4 millones (\$9.4 millones no monetarios), c) gasto de agotamiento y depreciación por única vez no monetario de \$11.7 millones, y d) gasto de impuesto diferido de \$5.2 millones.
- Los gastos de capital netos, incluyendo adquisiciones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2018 fueron de \$31.1 millones y \$71.3 millones, respectivamente, mientras que los gastos ajustados incluidas las adquisiciones e incluidas las partidas relacionadas con el CPI de Ecuador hasta el 15 de febrero de 2018, fueron de \$31.1 millones y \$73.7 millones, respectivamente. Los gastos de capital netos y los gastos de capital ajustados incluyen costos distintos a efectivo de \$5.6 millones y \$20 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2018, respectivamente.
- Al 30 de junio de 2018, la Corporación tenía \$55.2 millones en efectivo y \$5.5 millones en efectivo restringido.

Perspectiva

Para lo restante del 2018, la Corporación se mantiene enfocada en lograr una capacidad productiva de 230 MMscfpd a través de la expansión de las facilidades de procesamiento de gas en Jobo y la conexión de los pozos Pandereta 1, 2, 3, Cañahuate 1 y 3, y Chirimía 1 para diciembre de 2018. Las obras civiles para la expansión de la facilidad Jobo empezaron el julio de 2018, esperando la instalación de los primeros módulos en septiembre de 2018, y el posterior completamiento del proyecto para diciembre de 2018. Se espera que el pozo Chirimía 1 sea conectado y esté en producción para mediados de septiembre de 2018, con Pandereta conectado y en producción en diciembre de 2018. Adicionalmente, la Corporación está en proceso de eliminar el cuello de botella en las líneas de flujo Betania-Jobo; específicamente, instalando dos líneas de flujo de gas gemelas de seis pulgadas en flexsteel y una línea de eliminación de agua de seis pulgadas, que permitirán el aumento en las tasas de producción de los campos Nelson y Palmer. Se espera que este trabajo sea completado a finales de octubre de 2018.

El 3 de agosto de 2018, Promigas recibió la última licencia ambiental relacionada con su proyecto de adicionar otros 100 MMscfpd de capacidad de transporte a su gasoducto existente, con toda la capacidad adicional asignada a Canacol. Promigas espera que toda la capacidad adicional de 100 MMscfpd esté disponible en marzo de 2019, con los primeros 20 MMscfpd disponibles el 1 de diciembre de 2018.

En julio de 2018, la Corporación revistió el pozo de avanzada Cañahuate 3, el cual está a la espera de ser completado por un taladro de *workover*. La Corporación espera que la perforación del próximo pozo de exploración, Acordeón 1, sea en noviembre de 2018.

Financieros	Tres meses terminados en Junio 30,			Seis meses terminados en Junio 30,		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	57,201	37,283	53%	108,957	78,866	38%
Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, netos de regalías ⁽²⁾	57,201	43,007	33%	110,913	89,982	23%
Efectivo aportado por actividades operativas	19,826	11,130	78%	39,694	28,669	38%
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.11	0.06	83%	0.22	0.16	38%
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.11	0.06	83%	0.22	0.16	38%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	28,826	24,236	19%	52,363	45,183	16%
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.14	14%	0.30	0.26	15%
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.14	14%	0.29	0.26	12%
Ingreso (pérdida)	(25,979)	11,770	n/a	(17,701)	3,828	n/a
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	(0.15)	0.07	n/a	(0.10)	0.02	n/a
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	(0.15)	0.07	n/a	(0.10)	0.02	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	31,111	30,572	2%	71,305	54,572	31%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	31,111	30,648	2%	73,682	55,466	33%
				Jun 30,	Dic 31,	Cambio
				2018	2017	
Efectivo				55,230	39,071	41%
Efectivo restringido				5,461	27,919	(80%)
Superávit de capital de trabajo ⁽¹⁾				83,909	110,401	(24%)
Deuda con bancos				310,356	294,590	5%
Total activos				725,901	696,443	4%
Acciones ordinarias, final del período (000's)				177,270	176,109	-
Operacionales	Tres meses terminados en Junio 30,			Seis meses terminados en Junio 30,		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	1,967	3,487	(44%)	2,226	3,496	(36%)
Gas natural	19,552	13,675	43%	19,012	13,581	40%
Total ⁽²⁾	21,519	17,162	25%	21,238	17,077	24%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	1,903	3,500	(46%)	2,180	3,508	(38%)
Gas natural	19,340	13,563	43%	18,840	13,487	40%
Total ⁽²⁾	21,243	17,063	24%	21,020	16,995	24%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural	19,637	13,695	43%	19,149	14,108	36%
Colombia (petróleo)	1,903	1,933	(2%)	1,900	1,973	(4%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽³⁾	-	1,567	(100%)	280	1,535	(82%)
Total ⁽³⁾	21,540	17,195	25%	21,329	17,616	21%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾						
Gas natural	21.64	22.58	(4%)	21.39	23.34	(8%)
Colombia (petróleo)	35.30	15.58	127%	34.26	16.38	109%
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	-	38.54	(100%)	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	22.90	23.25	(2%)	22.79	23.91	(5%)

(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 condados no auditados de la Corporación y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración. La Corporación ha presentado sus estados financieros consolidados condados no auditados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración correspondiente a los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 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>