

Canacol Energy Ltd. Reporta sus Resultados para el 4Q 2017

CALGARY, ALBERTA – (Marzo 26, 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 y año terminados el 31 de diciembre de 2017. Los montos en dólares se expresan en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó: “En el 2017, la Corporación ejecutó la construcción de la línea de flujo Sabanas, la cual ha aumentado las ventas de gas a los niveles actuales de aproximadamente 120 MMscfpd, ejecutado un exitoso programa de perforación de exploración el cual ha aumentado las reservas 2P en un 21%, refinanciado nuestra deuda disminuyendo nuestra tasa de interés promedio y extendido nuestro primer pago de amortización del nuevo préstamo hasta el 2019, desinvertido nuestros activos de producción de crudo no esenciales en Ecuador por \$36.4 millones y vendido todas nuestras acciones en Interoil al 23 de marzo de 2018, resultando en una ganancia en efectivo realizada total de \$3.8 millones en nuestra inversión original de \$3.2 millones.

Los objetivos de la Gerencia para el 2018 son: 1) vender en promedio entre 114 y 129 MMscfpd de gas y 1,700 barriles de crudo por día (“bopd”), 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 al 1 de diciembre de 2018, 3) ejecutar el programa de perforación 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.”

Hechos destacados para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2017

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

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

- Los volúmenes de ventas contractuales realizados aumentaron 7% a 17,446 boepd para el año terminado el 31 de diciembre de 2017, comparado con 16,376 boepd para el mismo período de 2016. El aumento se debe principalmente al aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas, compensadas por una disminución de la producción en LLA-23 y Ecuador. A pesar de la disminución de 10% y 27% en los volúmenes de ventas en Colombia y Ecuador, respectivamente, el volumen de ventas contractuales realizado sólo disminuyó 2% a 17,953 boepd para los tres meses terminado el 31 de diciembre de 2017 comparado con 18,310 boepd para el mismo período de 2016. La disminución se debe principalmente a una disminución en la producción en LLA-23 y Ecuador, compensadas por un aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5.
- Los volúmenes promedio de producción aumentaron 7% a 17,080 boepd para el año terminado el 31 de diciembre de 2017, comparado con 15,942 boepd para el mismo período de 2016. El aumento se debe principalmente al aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5 como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas, compensadas por una disminución en la producción en LLA-23 y Ecuador. A pesar de la disminución de 17% en los volúmenes de producción de crudo, los volúmenes promedio de producción sólo disminuyeron 1% a 17,577 boepd para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2017, comparado con 17,728 boepd para el mismo período de 2016. La disminución se debe principalmente a una disminución en la producción de LLA-23 y Ecuador, compensadas por un aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5.

- Los ingresos totales de petróleo y gas natural para el año terminado el 31 de diciembre de 2017 aumentaron 7% a \$158.9 millones comparado con \$148 millones para el mismo período de 2016. Los ingresos totales de petróleo y gas natural para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2017 no tuvieron un cambio significativo comparados con el mismo período de 2016, situándose en \$42.1 millones. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural, los cuales incluyen los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador, para el año terminado el 31 de diciembre de 2017 aumentaron 4% a \$179.5 millones comparado con \$173.2 millones para el mismo período de 2016. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2017, disminuyeron 3% a \$46.3 millones comparado con \$47.9 millones para el mismo período de 2016.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$20.9 millones y \$84.8 millones, respectivamente. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones incluyen los resultados del Contrato de Producción Incremental (“CPI Ecuador”) (ver discusión completa en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración).
- La Corporación registró una pérdida neta de \$148 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2017 comparado con una ganancia neta de \$23.6 millones para el mismo período de 2016. La Corporación registró una pérdida neta de \$150.3 millones para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2017 comparado con una ganancia neta de \$20.3 millones para el mismo período de 2016. Las pérdidas netas en los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2017 se deben principalmente a cargos por deterioro, no monetario, relacionados con los activos de la Corporación mantenidos para la venta, cargos por deterioro no monetarios registrados como resultado de la renuncia o renuncia planeada de ciertos bloques de exploración, cargos por depreciación y agotamiento no monetario, gastos de compensación no basados en efectivo, y los gastos por impuestos diferidos no monetarios.
- Los gastos de capital netos incluyendo adquisiciones para los tres meses y año terminado el 31 de diciembre de 2017 fueron de \$41.7 millones y \$121.2 millones, respectivamente, mientras que los gastos de capital ajustados, incluidas las adquisiciones e incluidas las partidas relacionadas con el CPI de Ecuador, fueron de \$44.4 millones y \$125.4 millones, respectivamente.
- Al 31 de diciembre de 2017, la Corporación tenía \$39.1 millones en efectivo y \$27.9 millones en efectivo restringido y continúa estando dentro de los niveles requeridos de todos los *covenants* bancarios. Al 23 de marzo de 2018, habiendo recaudado todos los fondos de los inversionistas privados de la Línea de Flujo Sabanas y los ingresos por la venta de Ecuador, la Corporación tiene aproximadamente \$70 millones en efectivo no restringido.

Perspectiva

Los objetivos de la Gerencia para el 2018 son: 1) vender en promedio entre 114 y 129 MMscfpd de gas y 1,700 barriles de crudo por día (“bopd”), 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. Al 23 de marzo de 2018, habiendo recaudado todos los fondos de los inversionistas privados de la Línea de Flujo Sabanas y los ingresos por la venta de Ecuador, la Corporación tiene aproximadamente \$70 millones en efectivo no restringido.

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 de crudo. Una vez sean vendidos los activos de crudo convencional en Colombia, esta previsión de producción anual de crudo será revisada. Los activos en Ecuador han sido vendidos por \$36.4 millones en febrero de 2018, como se anunció anteriormente. El límite inferior del rango base establecido para la 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 hasta 8 MMscfpd en ventas en el mercado de gas interrumpible a lo largo de 2018. De acuerdo al actual portafolio de contratos de gas del 2018 de la Corporación, el precio de venta promedio, neto de costos de transporte (si aplica), es de aproximadamente US\$4.75/Mcf.

La Corporación ha contratado un solo taladro de perforación, el cual pretende utilizar para ejecutar el programa de perforación de exploración y desarrollo para lo restante del 2018. En el primer trimestre de 2018, la Corporación completó y probó exitosamente los pozos de avanzada Pandereta-2 y Pandereta-3, ambos confirmando un nuevo descubrimiento de gas significativo en su contrato VIM-5. Los pozos de exploración de gas restantes programados para el 2018 incluyen el pozo de exploración Breva-1 en el contrato VIM-21, y los pozos de exploración Borojo-1 y Cañahuate-Este en el contrato Esperanza. Los pozos de desarrollo restantes son el pozo Chirimia-1 ubicado en el contrato VIM-5, el cual inició perforación a principios de marzo de 2018 y otro pozo de desarrollo pendiente por ser determinado e iniciar perforación a mediados del 2018. La Corporación anticipa que los programas de perforación de exploración y desarrollo serán completados en el tercer trimestre de 2018. El objetivo del programa de perforación del 2018 es elevar el potencial productivo del portafolio de pozos existentes y nuevos más allá de los 230 MMscfpd requeridos para el 1 de diciembre de 2018.

La Corporación espera adjudicar pronto 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.

Financieros	Tres meses terminados en Diciembre 31,			Año terminado en Diciembre 31,		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	42,092	41,967	-	158,908	147,985	7%
Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, netos de regalías ⁽²⁾	46,285	47,943	(3%)	179,525	173,184	4%
Efectivo aportado por actividades operativas	25,001	30,289	(17%)	65,346	73,577	(11%)
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.14	0.17	(18%)	0.37	0.44	(16%)
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.14	0.17	(18%)	0.37	0.44	(16%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	20,857	41,979	(50%)	84,804	113,019	(25%)
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.12	0.24	(50%)	0.48	0.68	(29%)
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.12	0.24	(50%)	0.48	0.67	(28%)
Ingreso (pérdida)	(150,343)	20,331	n/a	(148,029)	23,638	n/a
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	(0.85)	0.12	n/a	(0.85)	0.14	n/a
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	(0.85)	0.12	n/a	(0.85)	0.14	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	41,652	58,638	(29%)	121,202	107,930	12%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	44,373	59,691	(26%)	125,407	110,224	14%
				Dic 31, 2017	Dic 31, 2016	Cambio
Efectivo				39,071	66,283	(41%)
Efectivo restringido				27,919	62,073	(55%)
Superávit de capital de trabajo ⁽¹⁾				110,401	64,899	70%
Deuda con bancos				294,590	250,638	18%
Total activos				696,443	787,508	(12%)
Acciones ordinarias, final del período (000's)				176,109	174,359	-
Operativos	Tres meses terminados en Diciembre 31,			Año terminado en Diciembre 31,		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	3,008	3,616	(17%)	3,315	4,012	(17%)
Gas natural	14,569	14,112	3%	13,765	11,930	15%
Total ⁽²⁾	17,577	17,728	(1%)	17,080	15,942	7%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	3,003	3,657	(18%)	3,321	4,019	(17%)
Gas natural	14,379	13,986	3%	13,648	11,830	15%
Total ⁽²⁾	17,382	17,643	(1%)	16,969	15,849	7%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural	14,950	14,653	2%	14,125	12,357	14%
Petróleo (Colombia)	1,820	2,026	(10%)	1,915	2,315	(17%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	1,183	1,631	(27%)	1,406	1,704	(17%)
Total ⁽²⁾	17,953	18,310	(2%)	17,446	16,376	7%
Netbacks operativos (\$/boe) ⁽¹⁾						
Gas natural total	20.24	24.50	(17%)	22.21	27.15	(13%)
LLA-23 (petróleo)	20.14	14.80	36%	20.00	12.05	66%
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	21.84	24.00	(9%)	23.15	24.93	(7%)

(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. “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 y auditados y el documento relacionado de Discusión y Análisis de la Administración correspondiente a los tres meses y año terminado el 31 de diciembre de 2017 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>