
Canacol Energy Ltd Reporta sus Resultados para el 1T17

CALGARY, ALBERTA - (May 10, 2017) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") se complace en anunciar sus resultados financieros y operacionales para los tres meses terminados el 31 de marzo de 2017. Los montos en dólares se expresan en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario.

"Durante el primer trimestre de 2017, Canacol logró un crecimiento significativo en los volúmenes de ventas contractuales realizadas a 18,043 boepd, un 61% más que en el mismo trimestre de 2016" comentó Charle Gamba, Presidente y CEO de Canacol. "Los fondos ajustados provenientes de las operaciones para el 1T 2017 aumentaron 56% a \$ 20.9 millones en comparación con \$ 13.5 millones para el mismo trimestre en 2016.

El trabajo en el proyecto de gasoducto privado, que elevará la producción de gas natural de Canacol a 130 MMscfpd en diciembre de 2017, está avanzando muy bien. Los derechos de vía requeridos para el gasoducto continúan siendo adquiridos, y el mayor contrato tubular se ha otorgado a FlexSteel para su entrega en Colombia a mediados de julio de 2017. El SPV también ha negociado un contrato para compresión con Enerflex Ltd., que se espera sea entregado en Colombia a principios de agosto de 2017. Prevemos que la construcción del gasoducto comenzará en septiembre de 2017, con el primer envío de gas el 1 de diciembre de 2017.

Canacol está en la etapa final de evaluación respecto a tres propuestas de financiamiento diferentes para este gasoducto y espera haber finalizado términos con la opción preferida para el final de mayo de 2017. La capacidad actual de los pozos productivos de la Corporación es de aproximadamente 195 MMscfpd y la de las instalaciones de procesamiento de gas es de aproximadamente 200 MMscfpd, lo que es más que suficiente para incrementar la producción hasta 130 MMscfpd en diciembre de 2017, cuando se haya completado la construcción del gasoducto privado. Como se anunció anteriormente, Canacol ejecutó un contrato take-or-pay de diez años por 40 MMscfpd de gas a términos contractuales comparables a los contratos de venta de gas actuales de la Corporación, denominados en dólares estadounidenses, que se espera sean transportados por el nuevo gasoducto en diciembre de 2017.

Mientras tanto, continuamos teniendo un sólido éxito exploratorio, anunciando nuestro séptimo descubrimiento consecutivo de gas natural en Cañahuatete-1, que probó 28 MMscfpd de gas seco y un descubrimiento de petróleo en Mono Capuchino 1ST que probó 1.013 boepd de crudo ligero. Durante el resto de 2017, planeamos perforar dos pozos de exploración de gas natural de alto impacto en adición de reservas, Toronja-1 en junio de 2017 y Pandereta-1 en octubre de 2017. Las reservas provenientes de Cañahuatete 1 y las reservas potenciales de Toronja y Pandereta, nos acercará a nuestro objetivo de incrementar la producción hasta 230 MMscfpd en diciembre de 2018, a través de la nueva expansión de gasoducto que Promigas ha iniciado hacia Cartagena y Barranquilla.

Canacol también reemplazó su préstamo a término garantizado con BNP de 255 millones de dólares y las notas con Apollo, por un préstamo garantizado senior de 265 millones de dólares con un sindicato de bancos liderado por Credit Suisse ("2017 Senior Secured Term Loan"). Esta refinanciación y consolidación lograda ofrece los siguientes beneficios: a) difiere los pagos de amortización hasta marzo de 2019, lo que permite a la Corporación dedicar capital a proyectos relacionados con la alto *netback* en lugar del servicio de la deuda, b) reduce los costos totales anuales de interés en comparación con el préstamo a término garantizado senior con BNP y las notas senior con Apollo en aproximadamente 1,1%, y c) armoniza los cumplimientos y las entregas administrativas bajo una sola facilidad de crédito. Aunque el presupuesto de capital contemplado en 2017, puede ser cubierto por su flujo de efectivo de 2017 y efectivo existente, el nuevo contrato de crédito también permite \$ 40 millones adicionales de fondos *greenhoe* disponibles dentro de los 12 meses posteriores a la financiación, permitiéndole a Canacol aumentar la flexibilidad financiera, al tiempo que persigue su meta de producción de 230 MMscfpd a finales de 2018.

Hechos destacados para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo 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 61% a 18.043 boepd para el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2017, comparado con 11,220 boepd para el mismo período de 2016, debido 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.
- Los volúmenes promedio de producción diaria aumentaron un 55% a 16,992 boepd para el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2017, comparado con 10.933 boepd para el mismo período de 2016, debido 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.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones para el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2017 aumentaron 56% a \$ 20.9 millones en comparación con el mismo período de 2016. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones incluyen los resultados del Contrato de Producción Incremental de Ecuador (“Ecuador IPC”) (Ver discusión completa en el Informe De Discusión Y Análisis De La Administración). El aumento en los fondos ajustados provenientes de las operaciones se explica principalmente por las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas.
- Los ingresos totales de petróleo y gas natural para el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2017 aumentaron 83% a \$ 41.6 millones en comparación con \$ 22.7 millones para el mismo período de 2016. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural, los cuales incluyen los ingresos relacionados con el contrato IPC de Ecuador, aumentaron 62% en el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2017 a US \$ 47 millones en comparación con los US \$ 29 millones del mismo período de 2016. El aumento en los ingresos refleja las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas y al aumento en los precios de referencia del crudo.
- Los gastos totales de producción por barril de petróleo equivalente aumentaron 9% a \$ 3.75/boe para el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2017 comparado con \$ 3.45/boe para el mismo período en 2016, a pesar de un aumento de 55% en la producción en los tres meses terminados el 31 de marzo 2017 comparado mismo período de 2016, ya que el aumento en la producción de gas natural no aumentó significativamente los gastos de producción, debido a que la mayoría de los gastos de producción de gas natural son de carácter fijo.
- La pérdida neta de \$ 7.9 millones para el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2017 se debe principalmente a gastos no monetarios relacionados con agotamiento y depreciación (\$ 9.8 millones), compensación basada en acciones (\$ 3.3 millones), pérdida no realizada de instrumentos financieros (\$ 2.3 millones) y la pérdida no realizada en divisas (\$ 1.7 millones), compensada por la recuperación de impuestos diferidos no monetarios de \$ 5.6 millones.
- El 24 de marzo de 2017, se inició perforación en el pozo de exploración Cañahuat-1. El pozo Cañahuat 1 está ubicado aproximadamente dos kilómetros (“km”) al norte de la planta de procesamiento de gas Jobo propiedad de la Corporación. y apunta a posibles formaciones areniscas que contienen gas dentro de la Formación Ciénaga de Oro (“CDO”). El pozo encontró 124 pies de profundidad medida (86 pies de profundidad vertical verdadera) de espesor neto contenedor de gas con una porosidad promedio del 18% dentro del objetivo primario en las arenas Ciénaga de Oro (“CDO”). Dos zonas diferentes fueron completadas y probadas; y fluyeron a una tasa combinada de 28.4 MMscfpd de gas seco. Se está trabajando para conectar el pozo Cañahuat-1 a la planta de procesamiento de gas de la Corporación en Jobo.

- El pozo de exploración Mono Capuchino-1ST inició perforación el 17 de diciembre de 2016, alcanzando una profundidad medida total de 10,023 pies antes de experimentar dificultades mecánicas que requirieron que el pozo fuera desviado. El pozo Mono Capuchino-1ST alcanzó una profundidad total medida de 10,245 pies dentro de la formación La Luna el 22 de febrero de 2017. El pozo encontró aproximadamente 103 pies de espesor neto de crudo dentro del embalse de areniscas de edad terciaria Lisama Basal, y aproximadamente 406 pies de espesor neto de crudo dentro de la formación Cretácea La Luna, que consiste en esquistos y calizas, y fracturas abiertas visibles en los registros de imágenes. Aproximadamente 769 pies de sección en hueco abierto se probaron dentro de la formación La Luna y recuperaron crudo pesado no comercial. En el segundo trimestre de 2017, el pozo Mono Capuchino-1ST será conectado a las instalaciones permanentes de producción ubicadas en Mono Araña y traerá producción de tiempo completo desde el embalse de areniscas de edad terciaria Lisama Basal, que probó 1.013 barriles de petróleo por día (brutos).
- Los gastos de capital netos incluyendo adquisiciones para el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2017 fue de \$ 24 millones, mientras que los gastos de capital ajustados, incluidas las adquisiciones e incluidas las partidas relacionadas con el contrato IPC de Ecuador, ascendieron a \$ 24.8 millones.
- Al 31 de marzo de 2017, la Corporación tenía \$ 44.8 millones en efectivo y \$ 62.5 millones en efectivo restringido, y continúa estando dentro de los niveles requeridos de todos sus *covenants* bancarios.

Financieros	Tres meses terminados en Marzo 31,		
	2017	2016	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	41,583	22,700	83%
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador ⁽²⁾	46,975	29,000	62%
Efectivo aportado por actividades operativas	17,539	7,249	142%
Por acción – básico (\$)	0.10	0.05	100%
Por acción – diluido (\$)	0.10	0.05	100%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	20,947	13,451	56%
Por acción – básico (\$)	0.12	0.08	50%
Por acción – diluido (\$)	0.12	0.08	50%
Ingreso neto (pérdida)	(7,942)	461	n/a
Por acción – básico (\$)	(0.05)	-	n/a
Por acción – diluido (\$)	(0.05)	-	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	24,000	15,548	54%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	24,818	15,949	56%
	Marzo 31, 2017	Diciembre 31, 2016	Cambio
Efectivo	44,778	66,283	(32%)
Efectivo restringido	62,518	62,073	1%
Superávit de capital de trabajo	52,678	64,899	(19%)
Deuda con bancos	254,485	250,638	2%
Total activos	786,164	787,508	-
Acciones ordinarias, final del período (000's)	174,422	174,359	-
Operativos	Tres meses terminados en Marzo 31,		
	2017	2016	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo ⁽³⁾	3,505	4,526	(23%)
Gas natural	13,487	6,407	111%
Total ⁽²⁾	16,992	10,933	55%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo ⁽³⁾	3,517	4,578	(23%)
Gas natural	13,409	6,329	112%
Total ⁽²⁾	16,926	10,907	55%
Ventas totales facturadas, antes de regalías (boepd)			
Gas natural	14,526	6,642	119%
Colombia (petróleo)	2,014	2,856	(29%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	1,503	1,722	(13%)
Total ⁽²⁾	18,043	11,220	61%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾			
Esperanza (gas natural)	25.74	27.53	(7%)
VIM-5 (gas natural)	19.70	21.75	(9%)
LLA-23 (petróleo)	21.25	8.78	142%
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	24.56	23.90	3%

(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 intermedios 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 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, Ecuador y México. Las acciones ordinarias de la Corporación cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto, la OTCQX en los Estados Unidos de América, la Bolsa de Valores de Colombia y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNE, CNEF, CNE.C y CNEN, 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.

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: mhernandezt@canacolenergy.com o ir-sa@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.com>