



Canacol Energy Ltd. Anuncia Plan Corporativo para el 2017

CALGARY, ALBERTA - (Abril 12, 2017) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o "La Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en brindar la siguiente actualización respecto a su plan corporativo para el 2017.

La Corporación anuncia que en el 2017 su inversión de capital será de US\$ 89 millones, con un pronóstico promedio de ventas contractuales esperadas de crudo y gas entre 18,000 y 19,000 barriles de crudo equivalente por día ("boepd"). Para diciembre de 2017 La Corporación estima ventas contractuales de petróleo y gas de 25,000 boepd una vez finalizado el nuevo gasoducto privado que conectará las facilidades de procesamiento de gas de Canacol en Jobo y la línea de Promigas hacia Cartagena.

Charle Gamba, Presidente y CEO de La Corporación, comentó "Las tres principales metas del año para la gerencia serán:

1. Lograr una producción de gas de 130 millones de pies cúbicos estándar por día ("MMscfpd") en diciembre del 2017, a través de la construcción de un nuevo gasoducto diseñado para transportar nueva producción de gas por 40 MMscpd;
2. Perforar 3 pozos exploratorios de gas para seguir aumentando la base de reservas de la Corporación, a costos F&D líderes de industria; y
3. Perforar dos pozos exploratorios de petróleo y cumplir con los compromisos con el gobierno Colombiano.

Nuestra principal meta para el 2017 es aumentar la producción hasta 130 Mmscfd en diciembre de 2017 a través de nuestro nuevo gasoducto que conecta las facilidades de procesamiento a la línea de Promigas hacia Cartagena y Bremen. Los 13 pozos existentes de gas y las facilidades de La Corporación, están en capacidad de lograr tasas de producción de aproximadamente 200 MMscfd, más que suficiente para respaldar nuestros contratos por 130 MMscfd a Diciembre 1, 2017. Los trabajos del nuevo gasoducto iniciaron en octubre de 2016 y el "SPV" – *Vehículo con Propósito Especial*-, creado para financiar y operar el gasoducto ha contratado los 82 kilómetros de tubería y está complementando la compra del derecho de vía para el gasoducto. Se estima que la excavación e instalación del gasoducto inicie en septiembre del 2017 y que se finalice en noviembre de 2017, para lograr la primera producción de gas el 1 de diciembre de 2017".

Con respecto a la meta de la gerencia de perforar tres pozos exploratorios de gas en el 2017, en marzo de 2017 la Corporación inició la perforación del pozo Cañahuate 1 y tiene planeado perforar dos pozos adicionales de exploración, Toronja 1 y Pandereta 1, en junio y septiembre de 2017 respectivamente. Estos tres pozos de gas tienen como objetivo nuevas reservas y producción que le permitirán a la Corporación lograr su meta de producción de 230 MMscfd en diciembre de 2018, una vez Promigas haya completado la segunda expansión del gasoducto Jobo-Cartagena-Barranquilla. En octubre de 2016, Canacol firmó un contrato *ship or pay* con Promigas por 100 MMscfd relacionado con esta segunda expansión del gasoducto.

Con respecto a la meta de la gerencia de perforar dos pozos exploratorios de petróleo en el 2017, La Corporación recientemente anunció un nuevo descubrimiento de petróleo en Mono Capuchino 1, que probó 1,013 barriles de petróleo por día y recientemente inició la perforación del pozo de exploración de crudo liviano Pumara 1 con resultados esperados a finales de abril de 2017. Canacol continúa manteniendo un amplio inventario de oportunidades de producción y exploración de crudo liviano listas para ser perforadas, que podrían ser rápidamente realizadas de recuperarse los precios globales de petróleo a un nivel sostenido por encima de US \$50/bbl.

El presupuesto de capital incluye US\$ 38 millones destinados a gastos relacionados a la exploración, US\$ 8 millones destinados a sísmica 3D, US\$ 22 millones en facilidades, equipo y construcción de líneas de flujo mientras nos preparamos para una expansión significativa en la producción de gas de la corporación, US\$ 5 millones en *workovers* de pozos y actividades de *shale*, US\$ 10 millones en inversiones sociales, consultas, y actividades ambientales en preparación de las actividades venideras en 2018, y 3.2 millones de inversión en la operación conjunta de la Compañía en Ecuador. La totalidad de los gastos del presupuesto de capital de 2017 provendrán de los flujos de operaciones anticipados para 2017 y del capital de trabajo de US\$ 65 millones mantenido en Enero 1, 2017.

En 2017, Canacol está bien posicionada para seguir incrementando su producción e ingresos a pesar de la incertidumbre y volatilidad asociada a los precios globales del crudo, especialmente con una perspectiva mundial de mediano plazo de precios “bajos por mayor tiempo”. Es importante resaltar que más del 85% de nuestros ingresos de producción no están relacionados con el precio del crudo y su volatilidad, y que las condiciones de deuda de La Corporación no están sujetas a revisión de darse una caída en los precios del crudo. Esta solidez financiera, unida a la extraordinaria trayectoria de Canacol en perforación exploratoria y comercialización, se constituyen como una sólida plataforma que nos permitirá alcanzar el objetivo de producción de gas de 130 MMscf/d en diciembre de 2017. Una vez se logre la producción de 230 MMscf/d en diciembre de 2018, Canacol se convertirá en el segundo mayor productor de gas en Colombia, detrás de la compañía petrolera estatal.

Programa Restante de Perforación de Exploración 2017

Canahuate 1 Pozo Exploratorio

Contrato de Exploración y Producción (“E&P”) Esperanza

Cuenca del Magdalena Inferior, Colombia

CNE Oil and Gas S.A.S. es Operador con participación del 100%

El pozo de exploración Canahuate 1 fue perforado en Marzo 24, 2017. El pozo Canahuate 1 apunta a posibles formaciones areniscas que contienen gas dentro de la Formación Cienaga de Oro (“CDO”). El pozo Canahuate 1 está ubicado aproximadamente dos kilómetros (“km”) al norte de la planta de procesamiento de gas Jobo propiedad de La Corporación. Durante los últimos tres años, seis de los siete pozos de exploración perforados por la Corporación en sus bloques de gas, incluyendo el contrato E&P del bloque Esperanza, han resultado en descubrimientos comerciales de gas. El pozo Canahuate 1 tomará aproximadamente seis semanas para perforar y probar.

Toronja 1 Pozo Exploratorio

Contrato E&P VIM21

Cuenca del Magdalena Inferior, Colombia

CNE Oil and Gas S.A.S. es Operador con participación del 100%

La fecha estimada de perforación del pozo Toronja 1 es en los últimos días de Mayo , 2017, y este apunta a posibles formaciones areniscas que contienen gas dentro de la Formación Somera Porquero. El pozo Toronja 1 está ubicado aproximadamente tres kilómetros al norte de la planta de procesamiento de gas Jobo. El pozo será la primera continuación exploratoria para el Porquero, luego del exitoso resultado obtenido en el pozo exploratorio Nelson 6, el cual confirmó a la Formación Porquero como un nuevo *play* comercial. El pozo tardará aproximadamente cinco semanas en perforar y probar.

Pandereta 1 Pozo Exploratorio

Contrato E&P VIM5

Cuenca del Magdalena Inferior, Colombia

CNE Oil and Gas S.A.S. es Operador con participación del 100%

La fecha prevista de perforación del pozo Pandereta 1 es durante en septiembre, 2017, y este apunta a las potenciales areniscas que contienen gas dentro de la Formación CDO. El pozo Pandereta 1 está localizado 13 kms al este y alineado al descubrimiento Clarinete de La Corporación hecho en 2014 y puesto en producción en 2015. El pozo Pandereta 1 tardará aproximadamente seis semanas en perforar y probar.

Pumara 1 Pozo Exploratorio

Contrato E&P LLA23

Cuenca de los Llanos, Colombia

CNE Oil and Gas S.A.S. es Operador con participación del 100%

La Corporación perforó el pozo exploratorio Pumara 1 en Marzo, 31, 2017. El pozo exploratorio Pumara 1 está ubicado tres km al norte del campo Labrador y está dirigido a hallar formaciones que contengan crudo ligero dentro de los reservorios probados y productivos como C7, Mirador, Gacheta, and Ubaque. Durante los últimos cuatro años, cinco de los seis pozos exploratorios perforados por La Corporación en el contrato LLA23 han resultado en la producción comercial de descubrimientos de petróleo ligero. El pozo Pumara 1 tomará aproximadamente cinco semanas en perforar y probar, y si tiene éxito podría ser puesto en producción inmediata permanente a través de las instalaciones de procesamiento de petróleo ubicadas en Pointer.

Otros Proyectos de Capital 2017

Adquisición de Sísmica 3D en Guacharaca (Contrato E&P VIM5, Operador (100% de Participación))

La Corporación planea adquirir 155 km² de sísmica 3D a partir del cuarto trimestre del 2017. El objetivo del programa de sísmica 3D es avanzar en los prospectos exploratorios que actualmente han sido definidos sobre datos sísmicos 2D hacia proyectos listos para perforar, con el objetivo de complementar el portafolio actual de La Corporación de prospectos listos para perforar definido con la sísmica 3D existente.

Planta Jobo (Contrato E&P Esperanza, Operador (100% de Participación))

Durante el transcurso del año, optimización de procesos, reducción de cuellos de botella y mejoramientos a las facilidades de tratamiento y eliminación de agua serán llevadas a cabo en la planta de procesamiento de La Corporación (Jobo). Se realizarán adecuaciones por anticipado para preparar la planta para estar en capacidad de atender las ventas contractuales de 130 MMcfpd a partir de Diciembre 1, 2017.

Construcción de Línea de Flujo (Contrato E&P Esperanza, Operador (100% de Participación))

En la actualidad se están realizando obras para conectar los descubrimientos exploratorios de 2016 con la planta de procesamiento de gas de Jobo, incluida la línea de flujo Nispero de 18 km. Además, se están instalando una línea de flujo de 3,5 km y una línea de flujo de 10,5 km para conectar el pozo de desarrollo Nelson 8 y para enlazar la línea de flujo existente de Betania a la línea de flujo de Jobo, respectivamente.

Workovers de Pozos (Contrato E&P VMM2, No Operador (40% de Participación))

El capital asignado para llevar a cabo el workover de dos pozos existentes en el campo Mono Arana, para mejorar el rendimiento productivo.

Workovers de Pozos (Contrato E&P VMM3, No Operador (20% de Participación))

En el pozo exploratorio Pico Plata 1 perforado en 2015, la Corporación asignó capital para llevar a cabo una serie de DFITs sobre intervalos en La Luna Shale identificada como prospectiva a partir del análisis petrofísico

Se espera que las ventas contractuales de petróleo y gas realizadas por Canacol sean entre 18.000 y 19.000 boepd, de las cuales, se espera que las ventas contractuales de gas promedien 85 MMscfpd (14.900 boepd) a un precio promedio pactado de aproximadamente US\$ 5.00/MMbtu (US\$ 28.50/boe). El un netback promedio de gas estimado de La Corporación es de aproximadamente US\$ 4.00/Mscf (US\$ 22.80/boe). El precio promedio de gas en 2017 ha sido impactado por el decrecimiento en el índice de referencia Guajira (US\$ 4.63/MMbtu en 2017 vs US\$ 6.17/MMbtu en 2016), el cual rige el contrato de venta de 16 MMscfpd al productor de ferroníquel Cerro Matoso. El precio del índice Guajira se re-determina anualmente. Adicionalmente, Canacol anticipa una producción promedio de crudo en Colombia de 2,500 boepd y una producción promedio de crudo en Ecuador de 1,200 boepd para el año 2017.

Canacol es una Compañía de exploración y producción con foco de operaciones en Colombia, Ecuador y México. Las acciones ordinarias de La Corporación transan en la Bolsa de Valores de Toronto, el OTCQX en Estados Unidos y en la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo o ticker 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.

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.

Las ventas realizadas de gas contratado están definidas como gas producido y vendido más los ingresos recibidos por nominación de contratos 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.

Para mayor información contactar:

Relación con Inversionistas

57 1 6211747

Email: irsa@canacolenergy.com

Website: canacolenergy.com