

---

## **Canacol Energy Ltd prueba 28 MMSCFPD (4,912 BOEPD) en su 7mo descubrimiento de gas consecutivo en Cañahuate 1**

CALGARY, ALBERTA - (May 3, 2017) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en proporcionar la siguiente actualización sobre el pozo de exploración Cañahuate 1 (CNC), el séptimo descubrimiento de gas consecutivo de la Corporación en la Cuenca Inferior del Magdalena y una actualización de sus pozos de exploración de gas restantes para 2017.

El señor Mark Teare, Vicepresidente de Exploración de Canacol, comentó: "Nos complace haber añadido otro éxito a nuestro historial de exploración de gas en Colombia. Las técnicas de procesamiento e interpretación de sísmica de vanguardia que estamos utilizando para la exploración de gas, claramente están dando grandes resultados, siendo Cañahuate el séptimo descubrimiento exploratorio de gas consecutivo en nuestros bloques. Con dos pozos de exploración de gas adicionales con alto potencial por perforar este año, y el resultado exitoso en Cañahuate, Canacol sigue avanzando hacia la consecución de nuestro objetivo de producir 230 MMscfpd de gas en diciembre de 2018."

### **Descubrimiento de Gas Cañahuate 1**

**Contrato de Exploración y Explotación ("E&E") Esperanza**

**Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, Operador, Participación 100%**

El 24 de marzo de 2017 se inició la perforación del pozo Cañahuate 1 el cual alcanzó una profundidad total medida ("ft. md") de 8,263 pies en 13 días. El pozo encontró 124 pies de profundidad medida (86 pies de profundidad vertical verdadera) ("ft. TVD") 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 dentro del CDO. La primera zona dentro del CDO fue perforada entre 5,067 y 5,872 pies de profundidad medida, fue probada en tres intervalos, y fluyó a una tasa final estable de 23 millones de pies cúbicos estándar de gas seco por día ("MMscfpd") con una presión en cabeza de tubería de 997 libras por pulgada cuadrada y un choque de 60/64 pulgadas, sin presencia de agua durante un periodo de prueba de 23 horas. La segunda zona probada fue perforada entre 4,965 y 4,990 pies de profundidad medida y fluyó a una tasa final estable de 5.4 MMscfpd de gas seco con una presión en cabeza de tubería de 1,524 libras por pulgada cuadrada y un choque de 30/64 pulgadas, con 8 barriles de agua durante un periodo de prueba de 20 horas. Basada en la salinidad del agua producida, la gerencia ha concluido que es salmuera relacionada con la perforación y completamiento del pozo. El trabajo está en marcha para unir el pozo Cañahuate 1 con las facilidades de procesamiento de gas de la Corporación en Jobo, ubicadas aproximadamente 3 kilómetros al sur.

### **Pozo Exploratorio de Gas Toronja 1**

**Contrato de Exploración y Producción ("E&P") VIM21**

**Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, Operador, Participación 100%**

La plataforma de perforación, Tuscany 12, utilizada para perforar y completar Canahuate 1 se está movilizando para perforar el pozo de exploración Toronja 1, ubicado en el contrato de E&P de VIM21, aproximadamente a 6 km al sureste de Jobo. El objetivo del pozo de exploración Toronja 1 son las areniscas de la formación somera del Porquero, que recientemente fueron probadas por la Corporación como un nuevo *play* comercial con el descubrimiento de gas cercano Nelson 6 a finales de 2016. El prospecto de Toronja muestra una anomalía sísmica bien desarrollada indicativa de la presencia de gas dentro de los depósitos de arenisca del Porquero. La Corporación prevé que el pozo de Toronja 1 iniciará perforación a principios de junio de 2017, y se espera que el pozo haya sido perforado y probado cuatro semanas después.

### **Pozo Exploratorio de Gas Pandereta 1**

**Contrato de Exploración y Producción VIM5**

## **CNE Oil and Gas S.A.S., Operador, Participación 100%**

Una vez completado y probado el pozo de exploración Toronja 1, la plataforma Tuscany 12 será movilizada para perforar el pozo de exploración Pandereta 1, ubicado aproximadamente a 10 km al este de los campos Clarinete y Oboe en el contrato VIM 5. El objetivo del pozo de exploración Pandereta 1 son las areniscas probadas de la formación CDO. El prospecto de Pandereta muestra una anomalía sísmica bien desarrollada, indicativa de la presencia de gas en las areniscas de la formación CDO. El pozo iniciará perforación a finales de octubre y se espera que el pozo haya sido perforado y probado cinco semanas después.

La Corporación proporcionará actualizaciones sobre el programa de perforación de exploración a medida que se tenga nueva información.

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 y la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo 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.*

*Este comunicado contiene medidas no incluidas en GAAP tales como el EBITAX, fondos provenientes de operaciones, capital de trabajo, ganancias operacionales por barril y ventas de gas contratado, que no tienen un significado estándar bajo NIIF y pueden no ser comparables con medidas similares presentadas por otras compañías. La Gerencia utiliza estas medidas no incluidas en GAAP para su propia medición de desempeño y para brindarles medidas adicionales de desempeño y de resultados financieros de la Corporación a los accionistas e inversionistas.*

*Las ventas de gas contratado están definidas como gas producido y vendido más ingresos por gas recibidos de la nominación de los contratos take or pay.*

*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.*

Para mayor información contactar:

**Relación con Inversionistas**

**57 1 6211747**

**Email:** [irsa@canacolenergy.com](mailto:irsa@canacolenergy.com)

**Website:** [canacolenergy.com](http://canacolenergy.com)