Canacol Energy Ltd. Brinda una actualización sobre sus operaciones en Colombia y Ecuador

CALGARY, ALBERTA - (Mayo 22, 2013) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; BVC:CNEC) se complace en brindar la siguiente actualización relacionada con sus operaciones de producción y perforación en Colombia y Ecuador. La Corporación recientemente puso en línea los primeros 2 de 9 pozos de producción planeados para el 2013: el pozo Labrador 2 en el descubrimiento Labrador, con un 80% de participación operativa, ubicado en el contrato de Exploración y Producción ("E&P") LLA23 en Colombia y el pozo Secoya 44D en los campos Libertador-Atacapi en Ecuador, con un 25% de participación no-operativa. El 18 de Mayo de 2013, el pozo Labrador 2 fue probado a una tasa estable bruta de 1,618 barriles de crudo por día ("bopd") (1,294 bopd netos) antes de regalías. El 15 de mayo del 2013, el pozo Secoya 44D entró en producción a una tasa bruta de 968 bopd (242 bopd netos).

Para el mes de Abril del 2013, la producción neta promedio Corporativa antes de regalías fue de aproximadamente 7,500 barriles de crudo equivalente por día ("boepd"), la cual estaba conformada por aproximadamente 4,600 bopd de crudo y 17 millones de pies cúbicos estándar por día ("mmscf/d") (2,900 boepd) de gas. El total incluye producción no tarifa del campo Rancho Hermoso, debido a que a principios del 2013, todos los pozos de tarifa fueron convertidos a productores netos de regalías. La producción promedio neta Corporativa antes de regalías para lo corrido del mes de mayo, hasta el 14 de mayo del 2013, anterior a la producción de los nuevos pozos Labrador 2 y Scoya 44D, los cuales no entraron en producción sino hasta después del 14 de mayo del 2013, fue de 7,900 boepd aproximadamente, la cual estaba conformada aproximadamente por 4,900 bopd de crudo y 17 mmscf/d (3,000 boepd) de gas. El total incluye producción no tarifa del campo Rancho Hermoso.

Charle Gamba, Presidente y CEO de Canacol, comentó "para el periodo comprendido entre enero y mediados de mayo del 2013, la Corporación ha mantenido básicamente estables los niveles de producción, aún sin el beneficio de haber perforado algún pozo adicional. Con los primeros 2 de los 9 pozos de producción planeados para el 2013 que entraron en línea a finales de la semana pasada, esperamos un crecimiento estable e importante en la producción durante el restante año calendario 2013, iniciando con los 1500 bopd provenientes de estos dos pozos, los cuales fueron adicionados a finales de la semana pasada a la producción total de la Corporación. Así mismo, hasta la fecha la Corporación ha tenido una reducción significativa en los costos operacionales "opex" de campo y en los costos de transporte, tal y como fue reflejado en los recientes estados financieros, lo cual hacia adelante aumentará la ganancia en la producción de la Corporación. Siguiendo el éxito de nuestro descubrimiento de petróleo en Labrador, la Corporación tiene planeado perforar 2 pozos adicionales de exploración en el bloque LLA23 durante el restante del año, ambos ubicados al norte del y en la misma tendencia fallada que el descubrimiento Labrador".

LLA23 - Descubrimiento Labrador en Colombia (80% participación operativa)

Pozo Labrador 2

El 11 de abril del 2013, se inició la perforación del pozo Labrador 2, el cual el 29 de abril del 2013 llegó a una profundidad medida total de 10,601 pies ("ft md"). El pozo Labrador 2 encontró 59 pies ("ft") de espesor neto petrolífero en los siguientes reservorios: 48 pies de espesor neto petrolífero en los reservorios del Gacheta Medio e Inferior con una porosidad promedio del 20%; y 11 pies de espesor neto petrolífero en el reservorio Ubaque con una porosidad promedio del 21%. El intervalo Medio del reservorio Gacheta fue perforado entre 10,200 - 10,210, y 10,225 – 10,248 pies de profundidad medida y fluyó a una tasa estable total de 1,618 bopd (1,294 bopd netos) antes de regalías, de crudo de 32° API con un 3% de corte de agua, durante un periodo de 24 horas, utilizando una bomba electro-sumergible ("ESP") operada a 40 Hz. El corte de agua disminuyó de forma estable durante la prueba y se interpreta como fluidos de completamiento relacionados con la perforación del pozo. El pozo se dejará en producción, utilizando las facilidades de producción temporales de la Corporación. Durante los meses de enero a marzo del 2013, el "netback"

operacional del pozo Agueda 1 ST, el primer pozo productor en el descubrimiento Labrador, en promedio fue de US$ 66 / barril, después de regalías, opex y transporte.

Pozo Labrador 3

El 21 de Mayo del 2013 se inició la perforación del pozo Labrador 3 y será perforado hasta una profundidad total medida planeada de aproximadamente 10,675 pies. El pozo está ubicado aproximadamente a 500 metros al oeste del pozo Labrador 2, y probará el potencial de los reservorios del Gacheta Medio e Inferior, las cuales son las dos principales zonas de producción en el descubrimiento Labrador. Se estima que la perforación y el completamiento del pozo Labrador 3 sea de aproximadamente 24 días.

Libertador – Atacapi Fields, Ecuador (25% participación no operativa)

En febrero del 2012, la Corporación, a través de un consorcio, ingresó a un contrato de producción incremental para los campos Libertador y Atacapi ubicados en la Cuenca Oriente de Ecuador, en el cual la Corporación recibe una tarifa de $39.53 por barril de crudo incremental producido sobre una línea base de producción, pre-determinada en el contrato de producción incremental. El operador, PetroAmazonas (anteriormente PetroEcuador), es el responsable de todos gastos de producción relacionados con la producción incremental, mientras que el consorcio es el responsable de una contribución del 2.5% sobre la producción incremental al fondo Amazonia. La Corporación planea participar en la perforación de 7 nuevos pozos de desarrollo en los campos Libertador – Atacapi y recientemente ha participado en la perforación y completamiento del primer pozo, Secoya 44D.

Secoya 44D

El 16 de marzo del 2013, se inició la perforación del pozo Secoya 44D y el 3 de abril del 2013 llegó a una profundidad total medida de 9,465 pies. El pozo encontró 50 pies de espesor neto petrolífero en tres reservorios productores del campo: 7 pies de espesor neto petrolífero con una porosidad promedio del 19% en la formación arenisca U Superior; 14 pies de espesor neto petrolífero con una porosidad promedio del 15% en la formación arenisca U Inferior; y 29 pies de espesor neto petrolífero con una porosidad promedio del 13% en la formación arenisca T Inferior. La formación T Inferior fue perforada entre 9,340 – 9,346 y 9,317 – 9,329 pies de profundidad medida a una tasa bruta de 968 bopd (242 bopd netos) de crudo de 32° API y un corte de agua del 1% utilizando una bomba electro sumergible a una frecuencia de 50 Hz, durante la prueba de 24 horas. El 14 de mayo del 2013, el pozo fue puesto en producción utilizando las facilidades permanentes de producción.

La producción de tarifa de Ecuador ha venido aumentando durante los meses terminados el 31 de marzo del 2013, y se espera que continúe aumentando durante el restante año calendario 2013, contribuyendo así con una porción importante del total de la producción y flujo de caja futuros de la Corporación. El consorcio tiene planeado perforar secuencialmente los restantes 6 nuevos pozos de desarrollo y realizar los "work over" en 8 pozos productores existentes durante el restante año calendario 2013.

Canacol es una compañía internacional de gas y petróleo basada en Canadá, con operaciones costa adentro enfocadas en Colombia y Ecuador. Canacol está listada en el TSX de Canadá (TSX:CNE) y la Bolsa de Valores de Colombia (BVC: CNE.N). La información pública de la Compañía se puede encontrar en www.sedar.com y en www.superfinanciera.gov.co.

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.

La información obtenida de las pruebas iniciales en el pozo mencionado en este comunicado, incluyendo barriles de crudo producido y niveles de corte de agua, deben ser considerados como preliminares hasta que se realice un mayor y detallado análisis e interpretación de la información. Los resultados obtenidos en las pruebas del pozo y mencionados en este comunicado, no son necesariamente indicativos de un comportamiento de largo plazo o de recuperación final. Al lector se le sugiere no basarse totalmente en estos resultados, ya que los mismos pueden no ser indicativos del comportamiento del pozo a futuro o de los resultados de producción esperados para la Corporación en el futuro.

Para mayor información por favor contactar a:
Oficina de Relación con el Inversionista
Email: corozco@canacolenergy.com o info@canacolenergy.com
http://www.canacolenergy.co