Canacol brinda actualización sobre el Presupuesto Corporativo para el año calendario 2015, Operaciones de Exploración y Anuncia Descubrimiento de Petróleo en Colombia

CALGARY, ALBERTA - (Enero 12, 2015) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) anuncia que debido a la adquisición recientemente anunciada de los contratos de Exploración y Producción ("E&P") VIM 5 y VIM 19 en Colombia, y más aún debido al importante descubrimiento de gas realizado en el pozo de exploración Clarinete 1 en el contrato VIM 5, la Corporación planea publicar el presupuesto y el objetivo de producción para el año calendario 2015 después de realizar las pruebas de producción del pozo Clarinete 1, lo cual es estima ocurra a finales de enero del 2015. La Corporación estima publicar el objetivo de producción y el presupuesto para el año calendario 2015 durante la primera mitad de febrero del 2015. Tanto las ventas de gas de Esperanza (actualmente vendidas bajo el precio índice Guajira de US$5.08/MMbtu o US$28.96/boe) y el crudo a tarifa de Ecuador (US$38.54/bbl), los dos representando aproximadamente el 42% de la producción durante el primer trimestre del año fiscal 2015, son completamente insensibles a los precios mundiales del petróleo, ofreciéndole a la Corporación un nivel significativo de protección sobre los efectos actuales de declinación de los precios de referencia de petróleo.

Contratos de Gas

Tal y como fue anunciado anteriormente, durante el 2014 la Corporación firmó tres nuevos contratos de venta de gas por un total de 65 millones de pies cúbicos estándar de gas por día ("MMcfpd") (11,052 barriles de crudo equivalente por día "boepd"), lo cual se espera que lleve la actual producción diaria de gas de Canacol de aproximadamente 20 MMcfpd (3,509 boepd) a 83 MMcfpd (14,561 boepd) a finales del año calendario 2015. Cada uno de los nuevos contratos tiene un término de 5 años, con un precio de US$5.40/MMbtu (US$ 30.78/barril de crudo equivalente – "boe") escalonado un 2% por año para dos de los contratos totalizando 35 MMcfpd, y US$8.00/MMbtu (US$ 45.60/boe) escalonado aproximadamente un 3% por año para el tercer contrato por 30 MMcfpd. Actualmente Canacol vende aproximadamente 18 MMcfpd (3,158 barriles de crudo equivalente por día) de gas del Campo Nelson a un productor de ferroníquel bajo un contrato a 10 años que expira en el 2021. Ese contrato, a diferencia de los nuevos contratos, está atado al precio indicador Guajira, el cual cambió a partir del 29 de octubre del 2014, de US$3.97/MMbtu (US$22.63/boe) a US$5.08/MMbtu (US$28.96/boe).

Tal y como fue anunciado en Diciembre del 2014, el pozo de exploración Clarinete 1 perforado en el contrato VIM 5 encontró aproximadamente 150 pies de potencial espesor contenedor de gas en el reservorio arenisco Ciénaga de Oro, con un mejor estimado de recursos prospectivos brutos sin riesgar antes de perforación de aproximadamente 540 billones de pies cúbicos (95 millones de barriles de crudo equivalente). La escala potencial de perforación y actividades de construcción de facilidades asociados con la evaluación y desarrollo de este importante descubrimiento de gas tendrá un impacto significativo en el programa de inversión de capital para el año calendario 2015, el cual estará mejor definido una vez se terminen las pruebas de producción del pozo Clarinete 1 a finales de enero del 2015. Una vez terminados las pruebas en Clarinete 1, el taladro será movilizado para iniciar las pruebas de producción en el descubrimiento de gas Corozo 1 anunciado en noviembre del 2014, ubicado en el contrato adyacente Esperanza, sujeto a la aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH"). Actualmente, la Corporación está negociando un nuevo contrato de venta de gas asociado con este gran descubrimiento de gas en Clarinete.

Una vez realizados los descubrimientos de gas Clarinete 1 y Corozo 1 en noviembre del 2014, y más importante aún, basados en el importante potencial de recursos del descubrimiento en Clarinete, la Corporación ha decidido postergar la perforación del pozo de exploración Cañandonga 1 en el contrato Esperanza, y en su lugar perforar el pozo de desarrollo Nelson 5 en su campo de gas operado Nelson. El pozo Nelson 5 llegó a profundidad el 11 de diciembre del 2014 y encontró 117 pies de espesor potencial contenedor de hidrocarburos en las arenas Ciénaga de Oro, el principal reservorio productor en el campo de gas Nelson, con una porosidad promedio del 22 por ciento. Actualmente, se está atando el pozo Nelson 5 al sistema recolector de gas en el campo Nelson.

La capacidad productiva total de los campos Nelson y Palmer con los 5 pozos productores existentes (Nelson 2, 3, 4, 5 y Palmer 1) es de aproximadamente 75 MMscfpd. Se espera que pruebas de producción exitosas de los pozos Clarinete 1 y Corozo 1, lleven la capacidad productiva de los contratos Esperanza y VIM 5 hasta aproximadamente 100 MMscfpd, más que suficiente para satisfacer los compromisos contractuales de 83 MMscfpd para finales del año calendario 2015. Así mismo, la Corporación está iniciando la expansión de las facilidades de manejo de gas en su estación operada Jobo. La actual capacidad de manejo y tratamiento de gas de aproximadamente 50 MMscfpd se aumentará a 100 MMscfpd para mediados del año 2015, en preparación para aumentar los actuales niveles de producción de aproximadamente 20 MMscfpd a 83 MMscfpd a finales del año calendario.

Contrato de E&P LLA23

La Corporación ha terminado la perforación y pruebas del pozo de exploración Maltés 1 ubicado aproximadamente a 1.5 kilómetros al norte del campo petrolero Labrador. Al final de una prueba de fluido de 6 días, el pozo probó una tasa de 1,555 barriles de crudo liviano de 32° API por día (1,400 barriles de crudo por día netos para Canacol) del reservorio arenisco C7, con un corte de agua de menos del 1%, utilizando una bomba electro sumergible a una frecuencia de 38 Hz. Maltés 1 es el quinto descubrimiento de crudo que la Corporación ha realizado en el contrato LLA23 durante los últimos 2 años. El descubrimiento Maltés 1 será puesto en producción de largo plazo, sujeto a la aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Así mismo, la Corporación se encuentra adquiriendo 400 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y anticipa terminar la adquisición en marzo del 2015. La Corporación planea utilizar la nueva sísmica adquirida para continuar con el programa de perforación de exploración en el contrato LLA23 durante el 2015 y 2016.

Canacol es una compañía de producción y exploración con operaciones enfocadas en Colombia y Ecuador. La Compañía está listada en el Toronto Stock Exchange, en el OTCQX de Estados Unidos de América y en la Bolsa de Valores de Colombia bajo los símbolos 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.

** Recursos prospectivos son aquellas cantidades estimadas de petróleo, a una fecha determinada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas, bajo la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. Los recursos prospectivos tienen dos componentes de riesgo, la probabilidad de ser descubiertos y de desarrollarse. No hay certeza que los Recursos prospectivos sean descubiertos. Si son descubiertos, no hay certeza que sean comercialmente viables para producir cualquier porción de los recursos prospectivos. La aplicación de cualquier factor de probabilidad geológica o económica no iguala los recursos prospectivos a recursos contingentes o reservas. La estimación baja es considerada como una estimación conservadora de la cantidad que en la realidad podría ser recuperada. Es posible que las cantidades remanentes recuperadas sean mayores a la estimación baja. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de un 90 porciento (P90) de que las cantidades recuperadas sean iguales o mayores a la estimación baja. Mejor Estimación es considerada como la mejor estimación de la cantidad que en la realidad podría ser recuperada. Es igualmente posible que las cantidades remanentes recuperadas sean mayores o menores a la mejor estimación. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de un 50 porciento (P50) de que las cantidades recuperadas sean iguales o mayores a la mejor estimación. Estimación Alta es considerada como una estimación optimista de la cantidad que en la realidad podría ser recuperada. Es poco posible que las cantidades remanentes recuperadas sean mayores a la estimación alta. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de un 10 porciento (P10) de que las*

cantidades recuperadas sean iguales o mayores a la estimación alta. Estimación media es el promedio aritmético del método probabilístico.

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