Canacol Energy Ltd. Brinda Actualización Operacional y de Perforación y Anuncia Descubrimiento de Crudo Liviano en Ecuador

CALGARY, ALBERTA - (Agosto 10, 2015) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporacion") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en brindar la siguiente actualización relacionada con sus operaciones de producción y perforación en Colombia y Ecuador.

Operaciones de Producción

La producción promedio neta antes de regalías para el mes de julio del 2015 fue de 10,973 barriles de crudo equivalente por día ("boepd"), la cual consiste en 7,175 barriles de crudo por día ("bopd") y 22 millones de pies cúbicos estándar de gas por día ("mmscfpd") (3,798 boepd) de gas natural. La producción promedio neta antes de regalías para el periodo comprendido entre agosto 1, 2015 y agosto 9, 2015 fue de 11,492 boepd, la cual consiste en 7,998 bopd y 20 mmscfpd (3,494 boepd) de gas natural. Durante los meses de julio y lo corrido de agosto del 2015 aumentó significativamente la producción frente a junio del 2015, a pesar del mantenimiento programado en las facilidades de uno de los compradores de gas de la Corporación, el cual tuvo un impacto negativo en la cantidad de gas entregado. Sin embargo, este mantenimiento programado ya ha sido finalizado. Tal y como se anunció anteriormente, la producción neta promedio neta antes de regalías para el periodo comprendido entre abril 1, 2015 hasta junio 30, 2015 fue de 9,970 boepd, la cual consiste en 5,515 bopd y 25 mmscfpd (4,455 boepd) de gas natural.

Charle Gamba, Presidente y CEO de Canacol, comento "Canacol continua enfocada en tres objetivos durante el año calendario 2015: asegurar que el proyecto para adicionar 65 mmscfpd de nueva producción de gas natural permanezca en curso para entregarse en diciembre del 2015, continuar invirtiendo en y aumentar la producción a tarifa en Ecuador donde la ganancia operacional –*"netbacks"*- no está sujeta a los precios mundiales del petróleo, y disminuir los costos operacionales y realizar *"workovers"* de bajo costo para mantener la producción de crudo liviano en el bloque LLA-23 con el mayor margen posible. En este ciclo de bajos precios mundiales del petróleo, la estrategia que iniciamos tres años atrás de diversificar nuestra base de producción para incluir producción de gas natural de Colombia y producción a tarifa fija de Ecuador, las cuales no están sujetas a los precios mundiales del petróleo, está dando obvios beneficios. Mientras tanto, nos mantenemos bien capitalizados con aproximadamente $45 millones de dólares en efectivo no restringido y $25 millones de dólares adicionales de deuda disponible que no ha sido utilizada".

La Corporación estima llegar al nivel alto del rango de su objetivo de producción neta antes de regalías para el año calendario 2015 entre 10,000 y 12,000 boepd. Así mismo, la Corporación va según los tiempos estimados para adicionar 65 mmscfpd (11,400 boepd) de nueva producción de gas natural en diciembre del 2015 a su producción existente a través de nuevos contratos *"take or pay"* de venta de gas a largo plazo denominados en dólares americanos y los cuales no están atados a los precios mundiales del petróleo. La Corporación estima obtener una producción neta de salida antes de regalías para el año calendario 2015 de más de 20,000 boepd. La Corporación estima que aproximadamente el 75% de la producción de salida del año calendario consista en gas natural de Colombia y crudo liviano a tarifa de Ecuador, los cuales no están sujetos a los precios mundiales del petróleo.

Aproximadamente el 55% de la actual producción total neta antes de regalías de la Corporación no está sujeta a los precios del petróleo, siendo esta la producción de gas natural proveniente de Colombia y la producción de crudo liviano a tarifa proveniente de Ecuador. La Corporación recibe una ganancia operacional -*"netback"*- promedio de aproximadamente US$23.00/barril de crudo equivalente por su producción de gas natural en Colombia (4,455 boepd promedio para el periodo entre abril 1,2015 y junio 30,2015, y 3,798 boepd promedio para el mes de julio 2015), y un -*"netback"*- tarifa fija de US$38.56/barril por su producción Ecuatoriana (1,757 bopd promedio para el periodo entre abril 1, 2015 y junio 30, 2015, y 2,174 bopd promedio para el mes de julio 2015). Toda la producción de crudo de la Corporación está atada a los precios mundiales del petróleo. La Corporación recibió un precio de venta promedio de aproximadamente US$50.08/barril por su producción de crudo en Colombia durante el periodo entre abril 1,2015 y junio

30,2015. La mayoría de la producción de crudo de Colombia proviene de su bloque operado LLA-23, el cual tuvo una producción promedio de 3,472 bopd netos antes de regalías durante el periodo comprendido entre abril 1, 2015 y junio 30, 2015, 4,262 bopd netos antes de regalías durante el mes de julio del 2015 y 4,888 bopd netos antes de regalías durante el periodo comprendido entre agosto 1, 2015 y agosto 9, 2015. El aumento en la producción neta de crudo del bloque LLA-23 durante los últimos 5 meses refleja los resultados positivos del programa de *"workover"* realizado en los campos Labrador y Pantro. La ejecución del programa de *"workover",* el cual ha adicionado una producción neta antes de regalías de aproximadamente 1,400 bopd durante un periodo de 5 meses, ha costado aproximadamente $5 millones de dólares. Se tienen planeados *"workover"* adicionales durante los meses de agosto y septiembre del 2015 con el fin de mantener producción de bajo costo. Tal y como se informó recientemente, la Corporación ha reducido sus costos operacionales en el bloque LLA-23 a través de una serie de proyectos de infraestructura a aproximadamente $11 dólares/barril.

Proyecto de Gas en Colombia

Canacol está involucrado en tres proyectos de construcción los cuales le permitirán a la Corporación aumentar la producción de gas a través de la venta de gas a compradores ubicados en Cartagena y Barranquilla bajo contratos *"take or pay"* de largo plazo denominados en dólares americanos, los cuales no están sujetos a los precios mundiales del petróleo. Una vez finalizados estos proyectos, estimados para antes del diciembre 1, 2015, la producción neta antes de regalías de gas natural de la Corporación aumentará de los niveles actuales entre 20 y 30 mmscfpd a aproximadamente 83 mmscfpd (14,500 boepd). Estos proyectos consisten en la expansión del gasoducto de Promigas S.A. E.S.P entre Jobo y Cartagena, la expansión de las facilidades de procesamiento de gas en Jobo para aumentar la capacidad de tratamiento desde la capacidad actual de 50 mmscfpd a 140 mmscfpd y la finalización de la unión del pozo de gas Clarinete 1 a las facilidades de procesamiento de gas en Jobo.

En julio Canacol anunció que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales aprobó la licencia ambiental que le permite a Promigas iniciar la construcción necesaria para aumentar la capacidad del gasoducto actual entre Jobo y Cartagena, y el inicio de dicha construcción durante la segunda semana de julio del 2015. Así mismo, la Corporación inició la construcción para ampliar la capacidad de las facilidades existentes de procesamiento de gas de Canacol ubicadas en Jobo, desde la capacidad actual de 50 mmscfpd a 140 mmscfpd. Se estima que esta expansión esté finalizada a principios de noviembre del 2015. La Corporación también está terminando la unión del pozo Clarinete 1 con las facilidades de procesamiento en Jobo a través de una línea de flujo de 12 kilómetros, lo cual está programado para finalizarse en septiembre del 2015. La capacidad productiva de los pozos de gas existentes de Canacol, ubicados en los campos Nelson, Palmer y Clarinete, es de aproximadamente 120 mmscfpd (21,000 boepd), más que suficiente para entregar los 83 mmscfpd (14,500 boepd) totales de gas requeridos a partir de diciembre 1, 2015.

Operaciones de Perforación

La Corporación y sus socios en el *"joint venture"* han finalizado la perforación y pruebas del exitoso pozo de exploración Secoya Oeste A001 adyacente a los campos productores de crudo liviano Libertador y Atacapi en la Cuenca Oriente en Ecuador. La Corporación tiene una participación no operativa del 25% en el consorcio Ecuatoriano el cual incluye un contrato de servicio de producción con riesgo para los campos de crudo liviano Libertador y Atacapi. A principios de junio del 2015 se inició la perforación del pozo de exploración Secoya Oeste A001 el cual tenía como objetivo los reservorios areniscos T, U y Tena basal, los cuales producen en los campos adyacentes Libertador y Atacapi. El pozo encontró 33 pies de espesor neto contenedor de hidrocarburos en estos reservorios. En la arena U Inferior se probó una tasa bruta promedio de 972 bopd (243 bopd netos), crudo de 27º API, con un corte de agua del 10%, durante el curso de una prueba de 50 horas, utilizando una bomba hidráulica. En la arena U Superior se probó una tasa bruta promedio de 326 bopd (82 bopd netos), crudo de 29º API, con un corte de agua del 8%, durante el curso de una prueba de 53 horas, utilizando una bomba hidráulica. El consorcio tiene planeado combinar estos dos intervalos y poner el pozo en producción permanente próximamente, y está utilizando los resultados del pozo para planear la perforación de potenciales pozos de evaluación y desarrollo. El consorcio opera estos dos campos y el nuevo pozo descubridor Secoya Oeste A001, bajo un contrato de servicio de producción con riesgo en el cual la compañía estatal le paga al consorcio una tarifa fija de $38.56 dólares/barril de producción incremental no sujeto a los precios mundiales del petróleo. Dado que la compañía estatal paga todos los costos operacionales, la tarifa de $38.56/barril es el *"netback"* que el consorcio recibe por la producción incremental.

El primero de agosto del 2015, la Corporación inició la perforación del pozo de evaluación Clarinete 2 en su descubrimiento de gas Clarinete ubicado en el bloque VIM5 en el Valle del Magdalena Inferior. La Corporación tiene una participación operativa del 100% en el bloque VIM5. El pozo está ubicado aproximadamente 1.5 kilómetros ("kms") al oeste del pozo descubridor Clarinete 1 y tiene como objetivo los mismos reservorios areniscos productores que probaron aproximadamente 42 mmscfpd de gas natural de la Formación Terciaria Ciénaga de Oro en el pozo descubridor Clarinete 1. Se estima que se tomen aproximadamente 5 semanas para perforar, completar y realizar pruebas de producción del pozo. Una vez terminadas las pruebas en Clarinete 2, se movilizará el taladro a Oboe 1. Oboe 1 está ubicado aproximadamente 3 kms al norte del pozo descubridor Clarinete 1, y tiene como objetivo los mismos dos reservorios areniscos productores probados en el descubrimiento Clarinete 1. También se estima que se tomen aproximadamente 5 semanas para perforar, completar y probar Oboe 1. Según un reporte de reservas realizado por un tercero efectivo a febrero del 2015, la Corporación ha incorporado 150 billones de pies cúbicos ("bcf") de reservas 2P netas recuperables al descubrimiento de gas natural Clarinete, basado en el pozo Clarinete 1.

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.

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.

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.

** 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. Aunque la Corporación ha identificado recursos prospectivos, hay innumerables incertidumbres inherentes en la*

estimación de recursos de petróleo y gas, incluyendo muchos factores mas allá del control de la Corporación y no se puede asegurar que el nivel de recursos o recuperación de hidrocarburos sea realizado. En general, estimaciones de recursos recuperables están basadas en un número de factores y suposiciones realizadas en la fecha en la cual los recursos son estimados, tales como estimaciones geológicas y de ingeniería, las cuales tienen incertidumbres inherentes y los efectos de regulación por agencias gubernamentales y estimaciones de precios futuros de commodities y costos operacionales, todos los cuales pueden variar considerablemente de los resultados finales. Hay varios factores importantes negativos relacionados con las estimaciones de recursos prospectivos, que incluyen: i) eventos estructurales bien definidos en la sísmica y son bajo riesgo, sin embargo, calidad del reservorio, sellamiento, migración de hidrocarburos, y columna de hidrocarburos asociada están mas a riesgo que el anterior. ii) costos de los pozos son muy altos dada la naturaleza exploratoria del grupo de pozos iniciales iii) debido a la infraestructura limitada cercana a los prospectos, los descubrimientos de gas pueden ser suspendidos por algún tiempo mientras la infraestructura esta disponible, lo cual puede tomar algún tiempo debido a la lejanía de los prospectos y los costos asociados con la misma, y iv) otros factores no en control de la Corporación.

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