Canacol Energy Ltd. Brinda Actualización sobre Producción y Operaciones e Informa la Tasa de Producción de Salida para Junio del 2015 de 12,042 BOEPD

CALGARY, ALBERTA - (Julio 7, 2015) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en brindar la siguiente actualización sobre su producción y operaciones de perforación. La producción neta antes de regalías para el periodo comprendido entre el 1 de abril y el 30 de junio del 2015 fue de 9,970 barriles de crudo equivalente por día ("boepd"), la cual consta de 5,515 barriles de crudo por día ("bopd") y 25 millones de pies cúbicos estándar por día ("mmscfpd") (4,455 boepd) de gas natural. La producción promedio neta corporativa antes de regalías para el periodo comprendido entre enero 1 y marzo 31 del 2015 fue de 10,950 boepd, la cual consta de 7,448 bopd y 20 mmscfpd (3,502 boepd) de gas natural. La Corporación no ha perforado ningún pozo de producción para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2015 y el 30 de junio del 2015.

La producción de gas para el mes de abril del 2015 estuvo afectada por el paro de 2 semanas de la mina Cerromatoso, uno de los principales compradores de gas de la Corporación. La producción se recuperó en mayo del 2015 con una producción neta antes de regalías para el periodo comprendido entre el 1 de mayo del 2015 y el 31 de mayo del 2015 de 10,233 boepd, la cual consta de 5,874 bopd y 25 mmscfpd (4,359 boepd) de gas natural. La producción durante el mes de junio siguió creciendo, a una producción neta antes de regalías para el periodo, con una producción neta antes de regalías para el periodo comprendido entre el 1 de junio del 2015 y el 30 de junio del 2015 de 11,056 boepd, la cual consta de 6,291 bopd y 27 mmscfpd (4,762 boepd) de gas natural. La Corporación terminó junio del 2015 con una producción neta antes de regalías de 12,042 boepd, la cual consta de 7,758 bopd y 24 mmscfpd (4,284 boepd) de gas natural, el mayor nivel de producción desde el trimestre terminado el 30 de septiembre del 2014, aun sin haber invertido ningún capital en la perforación de nuevos pozos de producción durante el año calendario 2015. El aumento en la producción durante los meses de mayo y junio del 2015 está relacionada con el aumento de las ventas de gas natural a través de contratos de venta de gas interrumpibles en el mercado local y con el resultado positivo del programa de *"workover"* que se ha venido realizando en el bloque de crudo liviano LLA-23. Al 7 de julio del 2015, se han completado tres de los cinco *"workover"* planeados. Los dos restantes están programados para estar terminados a finales de julio del 2015.

Así mismo, la Corporación informa que se espera que la modificación al permiso ambiental para la ampliación del gasoducto de Promigas sea entregada antes del 17 de julio del 2015. A su vez, Promigas espera terminar la construcción antes del 1 de diciembre del 2015. Canacol aumentará la producción de gas natural en aproximadamente 65 mmscfpd a partir del 1 de diciembre del 2015 a través de nuevos contratos de venta.

Operaciones de Perforación

La Corporación tiene planeado iniciar las actividades de perforación de evaluación en su descubrimiento de gas natural Clarinete ubicado en el contrato VIM-5 en la Cuenca del Magdalena Inferior, en el cual Canacol tiene una participación operativa del 100%. El descubrimiento Clarinete tiene reservas netas 2P antes de regalías de gas natural de 150 billones de pies cúbicos ("bcf") y una mejor estimación de recursos prospectivos netos antes de regalías de gas natural de 209 bcf, conforme al reporte realizado por un tercero terminado en febrero del 2015. El principal objetivo del programa de los 2 pozos de evaluación es probar hasta 209 bcf de recursos netos prospectivos de gas asociados con el descubrimiento Clarinete, antes de firmar contratos de venta adicionales y comercializar este descubrimiento. A finales de julio del 2015, la Corporación tiene planeado iniciar la perforación del primer pozo de evaluación, Clarinete 2. El pozo tiene como objetivo los mismos reservorios que probaron una tasa bruta de 42 mmscfpd de gas natural seco desde 2 intervalos productores separados, en la Formación Terciaria Ciénaga de Oro. El pozo Clarinete 2 está ubicado aproximadamente a

1.5 kilómetos ("kms") al oeste del pozo Clarinete 1, y se espera que se tome aproximadamente 5 semanas para ser perforado y realizar pruebas de producción. Una vez terminada la perforación y pruebas en Clarinete 2, el taladro será movilizado para iniciar la perforación del segundo pozo de evaluación, Oboe 1, ubicado aproximadamente 3 kilómetros al norte del pozo Clarinete 1. También se tomarán aproximadamente 5 semanas para perforar y probar el pozo Oboe 1, con un periodo de movilización de aproximadamente 2 semanas desde la locación de Clarinete 2.

En Ecuador, en la concesión del campo Libertador, la Corporación está participando con su 25% de participación no operativa, en la perforación de un pozo de exploración SCOA-001. El 22 de junio del 2015 se inició la perforación del pozo y actualmente se está preparando para correr un revestimiento intermedio de 9 5/8" a 9,260 pies. La profundidad total esperada del pozo 9,782 pies. El pozo tiene como objetivo los reservorios areniscos "T" y "U" y está ubicado al oeste del campo Libertador.

En octubre del 2015 la Corporación tiene planeado iniciar la perforación del pozo de exploración Pumara 1 en el bloque LLA-23, donde Canacol tiene una participación operativa del 90%. El prospecto Pumara está ubicado entre los descubrimientos Maltés y Tigro realizados en el 2014, y es uno de varios prospectos identificados con la nueva sísmica 3D adquirida a principios del 2015. La gerencia estima que el prospecto Pumara tenga aproximadamente el mismo tamaño que el descubrimiento de crudo liviano Labrador realizado en el 2012, aproximadamente 5 millones de barriles recuperables de acuerdo a los auditores de reservas de la Corporación. El pozo Pumara 1 tendrá como objetivo los mismos reservorios productores encontrados en los otros 5 descubrimientos que la Corporación ha realizado en el bloque hasta la fecha.

Actualización Operacional

La Corporación ha terminado la centralización de todas las facilidades de producción de su bloque LLA-23 en Pointer, cuyo objetivo era eliminar los altos costos de las facilidades temporales de producción ubicadas en cada uno de los 5 campos productores de crudo en el bloque, resultado en menores gastos operacionales para el campo. El proyecto incluyó una línea de flujo de 25,000 bfpd de 28 kilómetros, la cual conecta a todos los campos productores , la conversión del Pozo Pointer 1 en pozo reinyector de agua, la construcción de facilidades permanentes para separación de agua y carga de petróleo en Pointer y la instalación de generación a gas para proveer electricidad a todos los pozos y las facilidades. La Corporación ya ha liberado todas las facilidades temporales, así como los generadores a diésel con un gasto operacional resultante estimado en aproximadamente $11 dólares por barril, comparado con $19.17 dólares por barril reportado durante el cuarto trimestre terminado el 31 de Diciembre del 2014, una reducción del 40%. Todos los nuevos descubrimientos, incluyendo Pumara 1, de ser exitosos, podrán ser unidos rápidamente a la línea de flujo existente.

La Corporación brindará actualizaciones a medida que se obtenga información relevante disponible.

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.

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. 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 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.

Las evaluaciones de reservas y recursos efectivos al 28 de febrero del 2015 fueron realizadas por el evaluador independiente de reservas de la Corporación Degoyler and MacNaughton and Petrotech Engineering Ltd. respectivamente y son realizadas conforme al Instrumento Nacional 51-101- Estándares de Divulgación para las Actividades de Petróleo y Gas.

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