Canacol Energy Ltd. Reporta Resultados Financieros y Operacionales para los Tres Meses Terminados el 30 de Septiembre de 2015

CALGARY, ALBERTA – (Noviembre 10, 2015) – Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en reportar sus resultados financieros y operacionales para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015. Los valores están expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa.

Charle Gamba, Presidente y CEO de Canacol, comentó: "Me complace reportar que durante el trimestre terminado el 30 de septiembre del 2015, el pozo de evaluación Clarinete-2ST fue perforado, confirmando un importante descubrimiento de gas en Clarinete. El pozo encontró 127 pies de espesor neto contenedor de gas en el reservorio objetivo principal Ciénaga de Oro y en octubre del 2015, en la formación Ciénaga de Oro ("CDO") se probó una tasa bruta final de 25.6 millones de pies cúbicos estándar de gas seco por día ("MMscfpd") (4,491 barriles de crudo equivalente por día "boepd") sin agua y en la formación arenisca superior Tubara se probó una tasa bruta final de 4.7 MMscfpd (825 boepd) de gas seco, con 1 barril de agua.

Así mismo, me complace reportar que durante el trimestre terminado el 30 de septiembre del 2015, la Corporación y su socios en el "*joint venture*" terminaron las pruebas del exitoso pozo de exploración Secoya Oeste - A001 ubicado adyacente a los campos productores de crudo liviano Libertador y Atacapi en la Cuenca Oriente en Ecuador. El pozo encontró 33 pies de espesor neto contenedor de hidrocarburos en los reservorios areniscos T, U y Tena Basal. En la arena U Inferior se probó una tasa bruta promedio de 972 barriles de crudo por día ("bopd") (243 bopd netos), crudo de 27° 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 29° API, con un corte de agua del 8%, durante el curso de una prueba de 53 horas, utilizando una bomba hidráulica.

Durante los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015, la producción promedio de la Corporación creció a 10,455 boepd, un aumento del 5% frente el trimestre anterior terminado el 30 de junio del 2015, principalmente debido al programa exitoso de "*workover*" para crudo liviano realizado en LLA-23.

Para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015, la Corporación redujo los gastos de producción y transporte en un 57% a $7.26/boe, frente a $17.01/boe para el periodo comparable. Esta disminución es resultado principalmente de las iniciativas de reducción de costos de la Corporación de centralizar las operaciones de producción, cargadero y disposición de agua desde los diferentes campos en LLA-23 a la plataforma de Pointer.

En el frente financiero, a principios de septiembre del 2015, Canacol anunció una colocación privada estratégica con Cavengas Holding S.R.L. ("Cavengas") por $79 millones de dólares canadienses (aproximadamente $60 millones de dólares americanos), lo cual permitió tanto el pago parcial de la deuda por $20 millones y la habilidad para mantener un programa de inversión de capital flexible a medida que la Corporación continua enfocada en el desarrollo de su importante portafolio de gas natural. Como parte de esta transacción, estamos muy complacidos de contar con el Sr. Cisneros y el Sr. Sosa dentro de la junta de Canacol. Ambos son consagrados hombres de negocios que ampliarán la junta de directores y aportarán sus extensas relaciones en Sur América para traer nuevos proyectos al portafolio de la Corporación. Después de haber pre-pagado una porción de la deuda, Canacol terminó el trimestre con $48.5 millones en efectivo y $61.3 millones adicionales en efectivo restringido. Posterior al 30 de septiembre del 2015, cerramos el tramo final de la inversión con Cavengas, trayendo $33 millones adicionales a la Corporación".

Aspectos a destacar para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015

(la producción se expresa como participación en la explotación antes de regalías)

Los aspectos financieros y operacionales a destacar de la Corporación incluyen:

- El pozo de evaluación Clarinete-2ST encontró 127 pies de espesor neto contenedor de gas en el reservorio objetivo principal Ciénaga de Oro, confirmando un importante descubrimiento de gas en Clarinete. En octubre del 2015, en la formación Ciénaga de Oro ("CDO") se probó una tasa bruta final de 25.6 millones de pies cúbicos estándar de gas seco por día ("MMscfpd") (4,491 barriles de crudo equivalente por día "boepd") sin agua y en la formación arenisca superior Tubara se probó una tasa bruta final de 4.7 MMscfpd (825 boepd) de gas seco, con 1 barril de agua.
- Los gastos de producción disminuyeron un 15% a $6.4 millones para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015, comparado con $7.5 millones para los tres meses terminados el 30 de junio del 2015, a pesar que la producción aumentó de 9,961 boepd a 10,455 boepd. A pesar de la disminución del 28% en la producción año a año de LLA-23, los gastos de producción disminuyeron a $7.52/bbl, un 56% abajo frente a $17.07/bbl para el mismo trimestre en el 2014. La disminución es debido principalmente a las iniciativas de reducción de costos de la Corporación de centralizar las operaciones de producción, cargadero y disposición de agua desde los diferentes campos en LLA-23 a la plataforma de Pointer, menores costos operacionales negociados y la devaluación del peso Colombiano frente al dólar de los Estados Unidos.
- A pesar de una disminución de un 15% en los volúmenes de ventas de gas debido a la reducción en la capacidad del gasoducto, con el fin de avanzar en su construcción, los volúmenes de venta diarios promedio aumentaron un 5% a 10,727 boepd para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015, comparado con 10,256 boepd para los tres meses terminados el 30 de junio del 2015, como resultado del exitoso programa de *"workover"* en LLA-23 y el descubrimiento de crudo liviano en Ecuador, realizados durante el trimestre.
- Ingresos por petróleo y gas natural para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015 disminuyeron un 20% a $22.0 millones, frente a $27.3 millones para los tres meses terminados el 30 de junio del 2015. Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, los cuales incluyen los ingresos relacionados con el Contrato de Producción Incremental de Ecuador (el "CPI de Ecuador") (ver información completa en el Informe de Discusión y Análisis de la Gerencia), para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015 disminuyeron un 12% a $29.9 millones, frente a $33.9 millones para los tres meses terminados el 30 de junio del 2015. Las disminuciones en los ingresos reflejan las disminuciones en los precios de referencia del petróleo durante los respectivos periodos.
- Las ganancias promedio operacionales corporativas –*"netback promedio corporativo"* para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015 disminuyeron un 15% a $22.73/boe, frente a $26.68/boe para los tres meses terminados el 30 de junio del 2015. La disminución en las ganancias promedio operacionales corporativas –*"netback promedio corporativo"*- es atribuible principalmente a las disminuciones en los precios de referencia del petróleo, compensadas por reducciones en los gastos de producción y transporte por barril equivalente. Las ganancias promedio operacionales corporativas –*"netback promedio corporativo"*- incluyen los resultados del CPI de Ecuador.
- Fondos ajustados provenientes de operaciones para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015 disminuyeron un 7% a $15.2 millones, frente a $16.4 millones para los tres meses terminados el 30 de junio del 2015. Fondos ajustados provenientes de operaciones incluyen los resultados del CPI de Ecuador. La disminución en fondos ajustados provenientes de operaciones es principalmente el resultado de las disminuciones en los precios de referencia del petróleo.
- La Corporación tuvo una pérdida neta de $19.0 millones para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015 comparado con una pérdida neta de $58.5 millones para los tres meses terminados el 30 de junio del 2015. La pérdida neta es atribuible principalmente a gastos no en efectivo como amortización y depreciación, compensación en acciones y gasto por impuestos diferidos.
- Los gastos de capital –"capex"- para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015 fueron $22.3 millones, mientras que los gastos ajustados de capital, los cuales incluyen los valores relacionados con el CPI de Ecuador, fueron de $26.1 millones.
- El 3 de septiembre del 2015, la Corporación culminó la colocación privada con Cavengas por un valor de $79 millones de dólares canadienses, siendo esto una inversión del 19.9% en la Corporación. $35 millones de dólares canadienses fueron entregados en esa fecha, y los $44 millones de dólares canadienses restantes se cerraron el 16 de octubre del 2015.
- Al 30 de septiembre del 2015, la Corporación tenía $48.5 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y $61.3 millones en efectivo restringido.
- El 30 de septiembre del 2015, la Corporación realizó un pre-pago de $20 millones del Crédito a Término Senior Garantizado con el BNP, llevando el saldo existente a $180 millones.

Financieros	Tres meses terminados en Septiembre 30, 2015	2014	Variación
Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	**21,958**	58,917	(63%)
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador [2]	**29,899**	67,356	(56%)
Efectivo aportado por actividades operativas	**14,302**	45,618	(69%)
Por acción – básico ($)	**0.11**	0.42	(72%)
Por acción – diluido ($)	**0.11**	0.42	(72%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones [1] [2]	**15,218**	37,162	(59%)
Por acción – básico ($)	**0.12**	0.34	(65%)
Por acción – diluido ($)	**0.12**	0.34	(65%)
Ingreso neto (pérdida)	**(19,029)**	14,110	n/a
Por acción – básico ($)	**(0.15)**	0.13	n/a
Por acción – diluido ($)	**(0.15)**	0.13	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	**22,299**	47,522	(53%)
Gastos de capital ajustados, netos, incluidos adquisiciones y gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador [1][2]	**26,080**	56,209	(54%)
	Septiembre 30, 2015	Junio 30, 2015	Variación
Efectivo y equivalentes de efectivo	**48,493**	45,765	6%
Efectivo restringido	**61,316**	61,772	(1%)
Superávit de capital de trabajo, excluyendo la porción corriente de deuda con bancos y conceptos distintos a efectivo[1]	**50,152**	62,883	(20%)
Deuda con bancos a corto y largo plazo	**247,639**	267,023	(7%)
Total activos	**672,628**	669,742	0%
Acciones ordinarias, final del período (000s)	**140,926**	126,434	11%

Operativos	Tres meses terminados en Septiembre 30, 2015	2014	Variación
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo [3]	**6,983**	9,922	(30%)
Gas natural	**3,472**	3,334	4%
Total [2]	**10,455**	13,256	(21%)
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)			
Petróleo [3]	**7,272**	9,997	(27%)
Gas natural	**3,455**	3,311	4%
Total [2]	**10,727**	13,308	(19%)
Precios realizados de venta ($/boe)			
LLA-23 (petróleo)	**34.01**	83.97	(59%)
Esperanza (gas natural)	**26.61**	21.48	24%
Ecuador (petróleo a tarifa) [2]	**38.54**	38.54	-
Total [2]	**33.00**	60.15	(45%)
Ganancia operacional neta ($/boe) [1]			
LLA-23 (petróleo)	**19.75**	54.03	(63%)
Esperanza (natural gas)	**22.54**	16.84	34%
Ecuador (petróleo a tarifa) [2]	**38.54**	38.54	-
Total [2]	**22.73**	37.70	(40%)

(1) Medida que no está en las NIIF. Ver la sección "Medidas que no están en las NIIF" en el MD&A.
(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección "Medidas que no están en las NIIF" en el MD&A.
(3) Incluye producción y ventas de petróleo a tarifa en relación con el CPI de Ecuador.

Perspectiva

Los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015 fueron un trimestre muy sólido para Canacol, tanto operacionalmente como financieramente. Operacionalmente, confirmamos nuestro importante descubrimiento de gas en Clarinete con un pozo que encontró 127 pies de espesor neto contenedor de gas y tasas de flujo de más de 30 MMscfpd. Así mismo, tuvimos un descubrimiento de crudo en nuestro "*joint venture*" en Ecuador y disminuimos nuestros costos de producción en Colombia en LLA-23 a menos de la mitad de lo que eran hace un año, por barril equivalente. Financieramente, acordamos una inversión de $79 millones de dólares canadienses con nuestro nuevo inversionista estratégico Cavengas, así como el pre-pago de $20 millones de nuestras facilidades crediticias, ambas asegurando que la Corporación mantenga una sólida posición financiera para desarrollar su importante portafolio de gas natural.

Canacol se complace en reportar que recientemente firmó nuevos contratos de ventas de gas, llevando el nuevo total de gas máximo contratado para el 2016 a 90 MMscfpd, tras la finalización del anteriormente anunciado gasoducto de Promigas. Los volúmenes promedio estimados de ventas de gas contratados para el 2016, son ahora aproximadamente 81 MMscfpd, ajustado al cronograma del gasoducto de Promigas detallado a continuación. El precio promedio de los contratos de ventas de gas para el 2016 ha aumentado a aproximadamente US$5.50/Mcf. La Corporación está viendo una fuerte demanda por su gas natural a la luz de la disminución de la producción existente en la región, así como al incremento en la generación termoeléctrica, impulsado, por lo menos parcialmente, por las condiciones actuales del Fenómeno del Niño en la región.

Así mismo, Promigas S.A. E.S.P. le ha informado a la Corporación que debido a dificultades operacionales en la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural del gasoducto entre Jobo y Cartagena, el nuevo gasoducto entrará en operación con una capacidad adicional de 19 MMscfpd el 30 de diciembre del 2015, una capacidad total adicional de 50 mmscfpd el 30 de enero del 2016 y una capacidad total adicional de 65 mmscfpd a mediados de febrero del 2016. La producción actual y regular de la Corporación de aproximadamente 25 MMscfpd no estará afectada por los retrasos relacionados con la ampliación del gasoducto, ya que este gas es vendido a través de un gasoducto separado. La ampliación de la planta de procesamiento de gas en Jobo y la unión del campo Clarinete continúan según el calendario para estar terminadas antes de finalizar el mes de noviembre. Finalmente, se tiene programado iniciar la perforación del pozo Oboe-1 a mediados de noviembre, después de terminar con el mantenimiento del taladro.

* * *

La Compañía ha radicado ante las autoridades reguladoras de Canadá y Colombia sus estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados y el correspondiente documento de Discusión y Análisis de la Administración para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2015. Estas radicaciones están disponibles para revisión en www.sedar.com y www.superfinanciera.gov.co

Canacol es una compañía de exploración y producción con operaciones enfocadas en Colombia y Ecuador. La acción ordinaria de la Compañía se negocia en la Bolsa de Valores de Toronto, la OTCQX en Estados Unidos de América, y la Bolsa de Valores de Colombia bajo los símbolos CNE, CNNEF y CNEC, respectivamente.

Este comunicado de noticias contiene ciertos planteamientos de proyecciones a futuro, conforme a la definición de la ley bursátil aplicable. Los planteamientos de proyecciones a futuro con frecuencia se caracterizan por tener palabras tales como "planear", "esperar", "proyectar", "pretender", "creer", "anticipar", "estimar" y otras palabras similares, o planteamientos sobre que ciertos eventos o condiciones "pueden ocurrir" u "ocurrirán", incluidos, sin limitación, planteamientos relacionados con tasas estimadas de producción de las propiedades de la Compañía y programas de trabajo planeados y sus respectivos cronogramas. Los planteamientos con proyecciones a futuro se basan en las opiniones y los estimados de la administración a la fecha en que se hacen los planteamientos y están sujetos a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que pueden hacer que los eventos o resultados reales difieran sustancialmente de aquellos proyectados en los planteamientos con proyecciones a futuro. La Compañía no puede asegurar que los resultados reales serán consistentes con estos planteamientos de proyecciones a futuro. Los mismos se hacen a la fecha del presente y están sujetos a cambios, y la Compañía no asume la obligación de revisarlos ni de actualizarlos para reflejar nuevas circunstancias, salvo cuando la ley lo exija. La información y la orientación que se dan en el presente reemplazan y sustituyen toda información con proyección a futuro que se haya dado en una revelación previa. Los potenciales inversionistas no deben tener una confianza indebida en los planteamientos con proyecciones a futuro. Estos factores incluyen los riesgos inherentes involucrados en la exploración y el desarrollo de propiedades de petróleo crudo y gas natural, las incertidumbres involucradas en la interpretación de resultados de perforación y otros datos geológicos y geofísicos, la fluctuación de los precios de la energía, la posibilidad de mayores costos, o costos o demoras no previstos y otras incertidumbres relacionadas con la industria del petróleo y el gas. Otros factores de riesgo incluyen los riesgos relacionados con la negociación con gobiernos extranjeros, así como el riesgo de país relacionado con la realización de actividades internacionales, y otros factores, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Otros riesgos están descritos más en detalle en el más reciente Informe de Discusión y Análisis de la Administración de la Compañía ("MD&A"), el cual se incorpora al presente por

referencia y está radicado en SEDAR en www.sedar.com. Las cifras de producción promedio para un período dado se obtienen usando promedio aritmético de datos históricos fluctuantes de producción para todo el período indicado y, de acuerdo con ello, no representan una tasa constante de producción para dicho período y no son un indicador del desempeño futuro de producción. La información detallada con respecto a la producción mensual en los campos en los que opera la Compañía en Colombia es suministrada por la Compañía al Ministerio de Minas y Energía de Colombia y es publicada por el Ministerio en su página de internet; un enlace directo con esta información se proporciona en la página de internet de la Compañía. Las referencias a producción "neta" aluden a la producción de la participación de la Compañía antes de regalías.

Uso de medidas financieras que no están en las NIIF – Debido a la naturaleza del método de participación que la Compañía aplica a su participación en el CPI de Ecuador conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su participación proporcional de ingresos y gastos como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. La administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF en este comunicado de noticias. Tales medidas adicionales no deben ser consideradas como una alternativa a las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF ni deben ser consideradas más significativas que estas últimas como un indicador del desempeño de la Compañía, y tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías. Este comunicado de noticias también suministra información sobre los fondos ajustados provenientes de las operaciones. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida no definida en las NIIF. Representa el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluye la participación proporcional de la Compañía de aquellos conceptos que de otro modo habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador si el mismo se hubiera contabilizado conforme al método contable de consolidación proporcional. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a las NIIF ni deben ser considerados más significativos que este último como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. Para más detalles sobre cómo concilia la Compañía su efectivo proveniente de actividades operativas con los fondos ajustados provenientes de las operaciones, por favor remítase a la sección "Medidas que no están en las NIIF" del MD&A de la Compañía. Adicionalmente, este comunicado de noticias hace referencia a las medidas de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluidos los conceptos distintos a efectivo tales como la porción corriente de contratos de productos básicos, la porción corriente de los derechos de adquisición de acciones y la porción corriente de todo activo o pasivo de derivados incorporados, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos gastos de producción y de transporte, calculadas por volúmenes de ventas en barriles equivalentes ("boe") usando una conversión. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos. El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de medidas similares para otras entidades.

Conversión del boe – La expresión "boe" es usada en este comunicado de prensa. El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. Una razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este comunicado de prensa, hemos expresado boe usando el estándar de conversión de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Para más información por favor póngase en contacto con:
Relaciones con Inversionistas
57-1-621 1747
Correo electrónico: corozco@canacolenergy.com
http://www.canacolenergy.com