Canacol Energy Ltd. Reporta resultados financieros y operacionales para el segundo trimestre del año fiscal 2015

CALGARY, ALBERTA – (Febrero 12, 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 y seis meses terminados el 31 de diciembre del 2014.
En miles de dólares de Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa.

Resumen

Con la estrategia en activos diversificados de la Corporación, teniendo en cuenta la debilidad en los precios de referencia del petróleo, Canacol continuó enfocando su atención hacia sus importantes activos de gas natural en Colombia. La producción para el segundo trimestre del año fiscal 2015 se mantuvo sólida en 11,822 boepd, un incremento del 17% con el periodo comparable, con un 44% proveniente de sus activos en Esperanza y Ecuador, no afectados por los precios de referencia del petróleo. El promedio de producción durante el mes de enero del 2015 fue de 11,940 boepd. Durante el trimestre, la Corporación adquirió 2 nuevos activos estratégicos de gas, VIM-5 y VIM-19, adyacentes a su bloque productor existente Esperanza y realizó un importante descubrimiento de gas con su pozo exploratorio Clarinete-1 que probó una tasa combinada de 45.3 MMcfpd (7,947 boepd) de gas seco en dos intervalos. El éxito en Clarinete-1, representa un evento de gran importancia que tendrá un impacto material en la base de reservas de la Corporación y crea una oportunidad importante de comercialización en el mercado local de gas, en el cual se ha visto una creciente demanda con términos económicos muy favorables y abre una plataforma para un importante crecimiento en producción para finales del año calendario 2015 y hacia el 2016.

La Corporación continuó con una sólida posición en efectivo durante el trimestre con efectivo y equivalentes de efectivo de $124.7 millones disponibles al 31 de diciembre del 2014 y $74.8 millones adicionales de efectivo restringido a la misma fecha. Canacol tuvo una pérdida neta de $46.0 millones de dólares para el trimestre, atribuible en su totalidad a varios conceptos que no tienen impacto en caja y no afectaron los principales negocios de la Corporación. Particularmente, la devaluación significativa del peso colombiano frente al dólar de los Estados Unidos durante el trimestre resultó en un impacto de gasto diferido de impuestos no en efectivo de aproximadamente $22.4 millones, mientras que un ajuste en el valor de los activos debido a los menores precios estimados del petróleo, principalmente relacionado con la propiedad madura y no material Rancho Hermoso, así como pérdidas en disposición de activos menores, resultó en un impacto de una pérdida neta de aproximadamente $22.3 millones. Los principales activos productores de la Corporación en Esperanza, LLA-23 y Ecuador no estuvieron afectados. Como evidencia de la naturaleza no en efectivo –"*non-cash*"- de la pérdida neta, los fondos ajustados provenientes de las operaciones, aunque afectados por los menores precios del petróleo, permanecieron sólidos en $23.0 millones para el trimestre.

La Corporación está en proceso de cerrar un nuevo crédito sindicado a término a 54 meses por $200 millones de BNP Paribas el cual reemplazará el crédito a término existente bajo términos similares pero el cual postergará los pagos del principal por 30 meses hasta septiembre del 2017.

El principal enfoque e impulsor de crecimiento para la Corporación durante el siguiente año será el creciente negocio de gas natural en la Cuenca del Magdalena Inferior en Colombia. Este mercado local ha visto un crecimiento en la demanda frente a la disminución en la oferta y los precios favorables están separados del comportamiento de los precios mundiales. Canacol tiene una capacidad productiva significativa en el área, proveniente de sus campos Nelson, Palmer y Clarinete, así como un potencial exploratorio significativo en sus 636,340 acres netos de tierras en el área. Actualmente Canacol produce aproximadamente 20 MMcfpd (3,509 boepd) bajo contratos existentes y ha ingresado en cuatro nuevos contratos en firme –"*take or pay*"- adicionales de gas, estimando que tres de estos contratos inicien despachos en diciembre del 2015. Como resultado, la Corporación espera que la producción aumente significativamente a 83 MMcfpd (14,561 boepd) en diciembre del 2015 y aún a más en el 2016 con los contratos adicionales.

Teniendo en cuenta tanto la magnitud del importante descubrimiento de gas en Clarinete y del inminente cierre de la nueva facilidad crediticia que reemplazará la facilidad crediticia existente y liberará capital adicional para inversión sin necesidad de repagar deuda hasta septiembre del 2017, la Corporación se encuentra finalizando su plan de inversión y objetivo de producción para el año calendario 2015 y planea publicarlo dentro de las siguientes dos semanas una vez esté aprobado por la Junta de Directores.

Mensaje del Presidente

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó: "El segundo trimestre del año fiscal 2015 es el primer trimestre reportado bajo el impacto de la reciente fuerte disminución de precios de referencia del petróleo. Aun así, la producción fue de 11,822 boepd para el trimestre y obtuvimos fondos ajustados provenientes de operaciones de $23.0 millones de dólares para el periodo. Dos de nuestros principales activos, Esperanza y Ecuador, no estuvieron afectados por las declinaciones en los precios del petróleo; Esperanza debido a sus contratos de gas natural a largo plazo atados al índice Guajira actualmente fijado a $5.08/MMbtu ($28.96/boe), y el crudo a tarifa de Ecuador el cual recibe una tarifa plana de $38.54/bbl y no incurre en costos de regalías, producción ni transporte. Juntos, Esperanza y Ecuador representaron el 44% del total de la producción durante el trimestre. De forma importante, se espera que la producción de gas aumente de aproximadamente 20 MMcfpd (3,509 boepd) actualmente, a 83 MMcfpd (14,561 boepd) a finales del año calendario 2015, como resultado de nuevos contratos para suministrar gas, los cuales han sido anunciados anteriormente. Estos contratos, los cuales son por un periodo de cinco años, tienen un precio de 5.40/MMbtu, con un incremento de un 2% por año, para una producción de 35 MMcfpd, y de $8.00/MMbtu, con un incremento del 3% por año, para 30 MMcfpd de producción adicional.

El evento más significativo durante el trimestre fue la adquisición de los bloques VIM-5 y VIM-19, adyacentes a nuestra propiedad productora existente Esperanza y la perforación del importante pozo de gas exitoso Clarinete-1, el cual recientemente probó 20.6 MMcfpd sin agua al final de un periodo de flujo de 72 horas de la parte inferior del intervalo en las arenas Ciénaga de Oro y 24.7 MMcfpd sin agua al final de un periodo de 16 horas del intervalo superior en las arenas de Ciénaga de Oro. La productividad combinada bruta del pozo Clarinete-1 de los dos intervalos es de aproximadamente 45.3 MMcfpd (7,947 boepd). Como resultado del descubrimiento Clarinete, recientemente pudimos firmar un contrato adicional de suministro de gas a 15 años por 35 MMcfpd (6,140 boepd) a $4.90/MMbtu ($27.93/boe), con un incremento del 2% por año, a partir del tercer trimestre del año calendario 2016. El gas será utilizado para licuefacción con el fin de obtener gas natural licuado para el mercado del Caribe y Canacol tiene la opción, válida por seis meses desde la fecha del acuerdo, para participar en un 26% en la propiedad del negocio, a cambio de una inversión de $13 millones de dólares. A través de esta participación real -*"beneficial ownership"*-, esperamos recibir ingresos adicionales de $1.25/MMbtu ($7.12/boe), para un precio de venta total realizado de $6.25/MMbtu ($35.63/boe).

En cuanto al petróleo, nuestra propiedad LLA-23 produjo aproximadamente el 42% del total de la producción del trimestre y logró un netback de $30.78/bbl. Estamos en el proceso de mejorar nuestras facilidades en LLA-23 para centralizar las operaciones de los diferentes campos del bloque en un mismo lugar; haciendo esto, se reducen gastos operacionales, gastos de transporte y costos asociados con el manejo de agua vía re-inyección. Como resultado, esperamos empezar a ver los beneficios de menores costos operacionales a mediados del 2015. Mientras tanto, las operaciones en nuestras otras propiedades productoras están siendo atentamente monitoreadas con la intención de cerrar producción cuando no sea económica.

Desde el punto de vista financiero, Canacol continuó con una posición de efectivo y equivalentes de efectivo sólida de $124.7 millones de dólares con corte al 31 de diciembre del 2014 y $74.8 millones de dólares de efectivo restringido a la misma fecha. Así mismo, en octubre anunciamos una financiación estratégica con Apollo Investment Corporation por $100 millones de dólares adicionales, de los cuales utilizamos $50 millones en octubre, y los $50 millones restantes siguen comprometidos y disponibles para ser utilizados durante los siguientes 18 meses. También estamos en el proceso de ingresar en un nuevo crédito a término, el cual esperamos cerrar en marzo del 2015, por un valor de $200 millones con el fin de cancelar el crédito existente y con el principal beneficio de postergar los pagos de amortización durante 30 meses mientras construimos nuestro importante negocio de gas.

Canacol se encuentra cada vez mejor posicionada para continuar creciendo a través del desarrollo de nuestra amplia y diversificada base de activos, particularmente con respecto a oportunidades de gas natural, manteniendo una exposición reducida a los precios de referencia del petróleo. Esperamos dar un paso significativo en el 2015 al construir nuestra capacidad productiva en nuestros activos de gas y tener contratos sobre dicha producción para fin de año. Esperamos entregar mayor valor a los accionistas con estas iniciativas".

Aspectos a Destacar para el Segundo trimestre del Año Fiscal 2015

(en miles de dólares de los Estados Unidos, a excepción de decirse lo contrario; la producción se expresa como participación en la explotación antes de regalías)

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

- Los volúmenes promedio diarios de venta aumentaron un 29% a 11,403 barriles de crudo equivalente por día ("boepd") para los tres meses terminados el 31 de diciembre del 2014 frente a 8,821 boepd para el periodo comparable. Los volúmenes promedio diarios de venta aumentaron un 36% a 12,356 boepd para los seis meses terminados el 31 de diciembre del 2014 frente a 9,091 boepd para el periodo comparable.
- Los volúmenes de producción promedio diarios aumentaron un 17% a 11,822 boepd para los tres meses terminados el 31 de diciembre del 2014 frente a 10,095 boepd para el periodo comparable. Los volúmenes de producción promedio diarios aumentaron un 30% a 12,539 boepd para los seis meses terminados el 31 de diciembre del 2014 frente a 9,615 boepd para el periodo comparable. Los aumentos en los volúmenes de producción son principalmente debido a nueva producción proveniente de los descubrimientos Labrador, Leono, Pantro y Tigro en el bloque LLA-23, aumento de producción de los campos Libertador y Atacapi en Ecuador y nueva producción de los descubrimientos Oso Pardo y Morsa en el bloque Santa Isabel.
- Los ingresos por petróleo y gas natural para los tres meses terminados el 31 de diciembre del 2014 disminuyeron un 14% a $36.4 millones comparados con $42.2 millones para el periodo comparable. Los ingresos por petróleo y gas natural para los seis meses terminados el 31 de diciembre del 2014 aumentaron un 5% a $95.3 millones frente a $90.4 millones para el periodo comparable. Los 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 reporte completo de Discusión y Análisis de la Gerencia), para los tres meses terminados el 31 de diciembre del 2014 disminuyeron un 7% a $43.9 millones frente a $47.1 millones para el periodo comparable. Los ingresos ajustados por petróleo y gas natural para los seis meses terminados el 31 de diciembre del 2014 aumentaron un 12% a $112 millones frente a $99.5 millones para el periodo comparable.
- La ganancia promedio operacional –"*netback*" para los tres meses terminados el 31 de diciembre del 2014 disminuyó un 35% a $25.14/boe frente a $38.44/boe para el periodo comparable. La ganancia promedio operacional –"*netback*" para los seis meses terminados el 31 de diciembre del 2014 disminuyó un 18% a $31.89/boe frente a $38.89/boe para el periodo comparable. La disminución en la ganancia promedio operacional –"*netback*" es principalmente atribuible a disminuciones en los precios de referencia del petróleo. La ganancia promedio operacional –"*netback*" incluye los resultados del CPI de Ecuador.
- Los fondos ajustados provenientes de operaciones para los tres meses terminados el 31 de diciembre del 2014 aumentaron un 37% a $23.0 millones frente a $16.7 millones para el periodo comparable. Los fondos ajustados provenientes de operaciones para los seis meses terminados el 31 de diciembre del 2014 aumentaron un 44% a $60.1 millones frente a $41.8 millones para el periodo comparable. Los fondos ajustados provenientes de operaciones incluyen los resultados del CPI de Ecuador.
- Pérdidas netas para los tres meses terminados el 31 de diciembre del 2014 aumentaron un 342% a $46.0 millones frente a $10.4 millones para el periodo comparable. Pérdidas netas para los seis meses terminados el 31 de diciembre del 2014 aumentaron un 329% a $31.9 millones frente a $7.4 millones para el periodo comparable. Las pérdidas netas para los tres terminados el 31 de diciembre del 2014 son atribuibles a un gasto diferido de impuestos no en efectivo de aproximadamente $22.4 millones, por la devaluación significativa del peso colombiano frente al dólar de los Estados Unidos, así como a un ajuste en el valor de los activos principalmente relacionado con la propiedad Rancho Hermoso, debido a los menores precios estimados del petróleo, principalmente relacionado con la propiedad madura y no material Rancho Hermoso, y a pérdidas en disposición de activos menores en un impacto con una pérdida neta de aproximadamente $22.3 millones. Rancho Hermoso, es un campo maduro el cual no se espera que tenga un impacto material en la producción futura de la Corporación, ni en la generación de caja operacional. Los principales activos productores de la Corporación en Esperanza, LLA-23 y Ecuador no se vieron afectados.
- Los gastos de capital –"*capital expenditures*"- para los tres y seis meses terminados el 31 de diciembre del 2014 fueron $78.4 millones y $125.9 millones, respectivamente, mientras que gastos ajustados de capital –"*adjusted capital expenditures*", los cuales incluyen valores relacionados con el CPI de Ecuador, fueron $87.2 millones y $143.4 millones, respectivamente.
- Al 31 de diciembre del 2014, la Corporación tenía $124.7 millones en efectivo y equivalentes de efectivo y $74.8 millones en efectivo restringido.

Financieros	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	2013	Cambio	**2014**	2013	Cambio
Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	**36,404**	42,168	(14%)	**95,321**	90,390	5%
Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador [2]	**43,878**	47,101	(7%)	**111,234**	99,491	12%
Efectivo proveniente de actividades operativas	**31,743**	36,406	(13%)	**77,361**	56,130	38%
Por acción – básico ($)	**0.29**	0.42	(31%)	**0.72**	0.65	11%
Por acción – diluido ($)	**0.29**	0.41	(29%)	**0.71**	0.64	11%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones [1] [2]	**22,952**	16,713	37%	**60,114**	41,759	44%
Por acción – básicos ($)	**0.21**	0.19	11%	**0.56**	0.48	17%
Por acción – diluidos ($)	**0.21**	0.19	11%	**0.55**	0.48	15%
Ingreso neto (pérdida) [4]	**(45,970)**	(10,412)	342%	**(31,860)**	(7,431)	329%
Por acción – básico y diluido ($)	**(0.43)**	(0.12)	258%	**(0.30)**	(0.09)	233%
Gastos de capital, netos	**78,403**	22,749	245%	**125,925**	40,157	214%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidos gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador [1][2]	**87,228**	32,679	167%	**143,437**	56,422	154%
				Diciembre 31 de 2014	Junio 30 de 2014	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				**124,696**	163,729	(24%)
Efectivo restringido				**74,771**	66,827	12%
Superávit de capital de trabajo, excluyendo la porción corriente de deuda con bancos y conceptos distintos a efectivo [1]				**78,824**	159,117	(50%)
Deuda bancaria de corto plazo y de largo plazo				**244,580**	210,688	16%
Total activos				**757,948**	756,587	-
Acciones ordinarias, final del período (000)				**107,814**	107,736	-

Operativos	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Seis meses terminados en diciembre 31 de		
	2014	**2013**	Cambio	**2014**	**2013**	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo [3]	**8,586**	6,998	23%	**9,254**	6,555	41%
Gas natural	**3,236**	3,097	4%	**3,285**	3,060	7%
Total [2]	**11,822**	10,095	17%	**12,539**	9,615	30%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo [3]	**8,187**	5,868	40%	**9,092**	6,088	49%
Gas natural	**3,216**	2,953	9%	**3,264**	3,003	9%
Total [2]	**11,403**	8,821	29%	**12,356**	9,091	36%
Precios de venta realizados ($/boe)						
LLA-23 (petróleo)	**58.62**	86.86	(33%)	**72.49**	89.81	(19%)
Esperanza (gas natural)	**25.12**	29.45	(15%)	**23.27**	29.56	(21%)
Ecuador (petróleo a tarifa) [2]	**38.54**	38.54	-	**38.54**	38.54	-
Total [2]	**45.55**	61.81	(26%)	**53.41**	63.64	(16%)
Ganancias operacionales netas ($/boe) [1]						
LLA-23 (petróleo)	**30.78**	64.68	(52%)	**43.50**	66.05	(34%)
Esperanza (gas natural)	**20.04**	24.56	(18%)	**18.41**	24.82	(26%)
Ecuador (petróleo a tarifa) [2]	**38.54**	38.54	-	**38.54**	38.54	-
Total [2]	**25.14**	38.44	(35%)	**31.89**	38.89	(18%)

(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.

Actualización sobre Financiación

En febrero del 2015, la Corporación está en el proceso de acceder al mercado sindicado crediticio con un nuevo crédito a término senior por un valor de $200 millones de dólares, el cual será utilizado para refinanciar el endeudamiento existente por un valor de $190.6 millones y para propósitos generales. El nuevo crédito a término, el cual es liderado y suscrito por BNP Paribas, tiene un término de 54 meses, con intereses pagaderos trimestralmente y el principal pagadero en 8 cuotas iguales trimestrales a partir de septiembre del 2017, después de un periodo inicial de 30 meses de gracia. El nuevo crédito a término estará asegurado por todos los activos materiales de la Corporación y se beneficia de unos "*ratios*" favorables de apalancamiento, cubrimiento de intereses y razón corriente. El "*ratio*" de apalancamiento y el "*ratio*" de cubrimiento de intereses son de naturaleza histórica y se espera que mejoren materialmente a medida que la producción de los nuevos contratos de gas ingrese a finales del 2015. No hay penalidades de prepago asociadas con este nuevo crédito a término. El cierre de la transacción está sujeto a aprobaciones legales, la aprobación de la Junta de Directores de Canacol y otras condiciones de cierre habituales. Se estima cerrar y fondear la transacción en Marzo del 2015.

Perspectiva

Teniendo en cuenta la debilidad en los precios de referencia del petróleo, la Corporación enfocará sus esfuerzos durante el año calendario 2015 en: 1) actividades de desarrollo y gastos en infraestructura en sus contratos de gas Esperanza y VIM-5 para llevar la producción total hasta 83 MMcfpd (14,561 boepd), desde los actuales 20 MMcfpd (3,509 boepd) a finales del año calendario 2015; 2) negociar contratos de gas adicionales relacionados con el descubrimiento de gas Clarinete e iniciar el desarrollo del campo para comercializar el descubrimiento; 3) gastos en infraestructura y adquisición de sísmica en el contrato de crudo liviano LLA-23 enfocados en la continua reducción de costos y la confirmación de futuros *leads* de exploración; y 4) operaciones de producción de crudo a tarifa en Ecuador, el cual no está sujeto a variaciones en los precios del petróleo.

Las pruebas en Clarinete-1 fueron terminadas en enero y febrero del 2015. La parte inferior del reservorio fue perforado en las arenas Ciénaga de Oro en distintos intervalos entre 6,919 y 7,230 pies de profundidad medida. Este intervalo fluyó naturalmente a una tasa bruta final de 20.6 MMcfpd (3,606 boepd) con un choque de 36 / 64 pulgadas, con una presión en cabeza de la tubería de 2,528 libras por pulgada cuadrada, sin agua al final de un periodo de flujo de 72 horas. La parte superior del reservorio en las arenas CDO fue perforado en varios intervalos entre 6,409 y 6,568 pies de profundidad medida. Este intervalo alcanzó una tasa final bruta de 24.7 mmscfpd (4,333 boepd) con un choque de 42 / 64 pulgadas, con una presión en cabeza de la tubería de 2,274 libras por pulgada cuadrada, sin agua, al final del curso de un periodo de flujo de 16 horas. La productividad combinada total de los dos intervalos del pozo Clarinete-1 es de aproximadamente 45.3 MMcfpd (7,947 boepd). Mientras tanto, la Corporación se está preparando para extender una línea de flujo para unir el pozo Clarinete 1 a las facilidades operativas de gas en la estación Jobo. La Corporación ha identificado 10 prospectos y leads en los contratos VIM-5 y VIM-19 recientemente adquiridos, los cuales contienen un volumen importante de recursos prospectivos asumiendo que todos los prospectos sean perforados, de acuerdo al reporte de Gaffney Cline and Associates ("GCA") conforme a NI 51-101. La mejor estimación de recursos brutos prospectivos sin riesgar de gas antes de perforar asociados con el descubrimiento Clarinete de acuerdo al reporte de GCA, es de aproximadamente 540 bcf de gas. Conforme a un acuerdo existente, y sujeto a aprobación de la ANH, un socio de un "joint venture" tiene la capacidad de obtener hasta un 25 por ciento del 100 por ciento de la participación de la Corporación a cambio de cumplir con ciertos compromisos financieros. La Corporación tiene planeado negociar nuevos contratos de venta de gas adicionales asociados con el descubrimiento Clarinete, y ya suscribió un nuevo contrato el cual se describe a continuación.

En febrero del 2015, la Corporación firmó un nuevo contrato en firme por 15 años para la venta de 35 MMcfpd (6,140 boepd) de gas a Altenesol Colombia S.A.S ("Altenesol"), a partir del tercer trimestre del año calendario 2016. Bajo los términos del contrato, Altenesol le pagará US$4.90 / MMbtu (US$ 27.93 / "boe"), con un incremento de un 2% por año durante el término del contrato. Adicionalmente, Canacol y Altenesol firmaron un acuerdo conforme el cual Canacol tiene la opción, válida durante seis meses a partir de la firma del acuerdo, de participar en los ingresos generados por la venta de GNL a través de una participación accionaria en Altenesol del 26%, a cambio de invertir $13 millones de dólares en el proyecto. Altenesol utilizará este gas para producir aproximadamente 360,000 galones de GNL por día en una facilidad dedicada para la licuefacción, la cual se ubicará cerca a la facilidad de procesamiento de gas Jobo, operada por Canacol. Recientemente, Altenesol firmó un contrato en firme a 15 años para vender el GNL producido por la facilidad a un distribuidor internacional para exportar a mercados en el Caribe a un precio de venta de

aproximadamente US$11 / MMbtu (US$62.70 / boe), en el punto de venta en Cartagena Colombia. Canacol, a través de su participación real –"*beneficial ownership*"- en Altenesol, también recibirá ingresos provenientes de la venta de GNL de aproximadamente US$1.25 / MMbtu (US$ 7.12 / boe). Como tal, los ingresos totales provenientes del contrato de venta de gas y de la participación real –"*beneficial ownership*"- de Canacol en Altenesol, se estiman que sean aproximadamente US$ 6.25 / MMbtu (US$ 35.63 / boe), con un incremento de un 2% por año, durante los 15 años del contrato en firme. Se prevé que el gas para el contrato provenga del campo de gas recientemente descubierto Clarinete, descrito anteriormente.

En el contrato Esperanza, la Corporación tiene planeado probar el pozo Corozo-1, sujeto a la aprobación de la ANH, utilizando el mismo taladro de Clarinete-1, una vez las operaciones allí estén terminadas. Basados en el importante potencial de recursos del descubrimiento Clarinete, la Corporación ha decidido aplazar 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 cual actualmente está siendo conectado. Por lo demás, la Corporación está en el proceso de realizar varios gastos en infraestructura en Esperanza para instalar líneas de flujo y ampliar la estación de Jobo con el fin de entregar 83 MMcfpd de gas contratado para finales del año calendario 2015. La Corporación tiene firmados tres nuevos contratos de gas por un total de 65 MMcfpd, los cuales se estiman lleven 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 tienen un término de 5 años, con un precio de US$5.40/MMbtu, con un incremento de un 2% por año para dos de los contratos por un total de 35 mmscfpd, y de US$8.00/MMbtu, con un incremento de un 3% por año aproximadamente, para el tercer contrato por 30 mmscfpd. Actualmente, Canacol vende aproximadamente 18 mmscfp (3,158 boepd) de gas del Campo Nelson a un productor local de ferroníquel bajo un contrato a 10 años que vence en el 2021. Ese contrato está atado al precio índice 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). Sin embargo, tal y como fue mencionado arriba, la Corporación ha diversificado sus futuras ventas de gas con la adición de tres nuevos contratos a precio fijo iniciando en diciembre del 2015.

A pesar de los bajos precios del petróleo, la producción en el bloque LLA-23 se mantiene rentable debido a la alta productividad de los reservorios y a la efectiva estructura de costos. La Corporación seguirá invirtiendo en el mejoramiento de sus facilidades y en la re-inyección de agua, lo cual comenzó en el 2014, y espera realizar costos operacionales más bajos para mediados del 2015. La Corporación también está en proceso de adquirir 400 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en el bloque con el objetivo de reafirmar en prospectos el portafolio de 12 *leads* exploratorios identificados, para perforarlos durante los años calendario 2015 y 2016. En este momento no tenemos planeada perforación inmediata de exploración en el bloque LLA-23.

En Ecuador, el consorcio planea perforar un nuevo pozo de desarrollo y realizar un trabajo de *workover* en cuatro pozos productores existentes. Además, el consorcio tiene planeado completar cinco pilotos de inyección de agua e invertir capital en facilidades de inyección de agua y otra infraestructura.

En otras áreas de Colombia, la Corporación y su socio esperan perforar hasta dos pozos adicionales de evaluación en el descubrimiento somero Lisama en el bloque VMM-2 en el año calendario 2015. Se espera que el operador de la propiedad Capella continúe con el programa de desarrollo para el campo durante el año calendario 2015. El operador del bloque VMM-3 perforó el pozo de exploración Pico Plata-1 a principios de octubre del 2014, con objetivos en las lutitas –"*shale*"- de la formación del Cretáceo la Luna y actualmente se encuentra corazonando el pozo. No se tienen planeadas inversiones de capital materiales durante el año calendario en ninguna de las otras propiedades de petróleo de la Corporación en este momento.

* * *

La Compañía ha radicado ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá sus estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados y el correspondiente documento de Discusión y Análisis de la Administración a diciembre 31 de 2014 y para los tres y seis meses terminados en esa fecha. Estas radicaciones están disponibles para revisión en SEDAR en www.sedar.com.

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