



Canacol Energy Ltd. y ExxonMobil firman un acuerdo para el proyecto de exploración de “Shale Oil” en Colombia

CALGARY, ALBERTA – (4 de abril de 2012) Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Corporación”) (TSX:CNE) (BVC:CNEC) se complace en anunciar que su subsidiaria Carrao Energy Sucursal Colombia (“Carrao Colombia”), 100% de su propiedad, ha ingresado a un acuerdo privado para la participación de intereses o “*farm-out agreement*” (“FOA”) con ExxonMobil Exploration Colombia Limited, una subsidiaria 100% de la propiedad de ExxonMobil Corporation (“ExxonMobil”) (NYSE:XOM), para la exploración del contrato, *no-operado*, de “Exploración y Producción” (“E&P”) VMM2 de la Corporación, ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia. El contrato “E&P” VMM2, es uno de los tres contratos adyacentes en los cuales Canacol tiene participaciones y representa 126,000 acres netos los cuales exponen a Canacol a un potencial “*oil shale play*” no convencional. Con \$91 millones de dólares en caja, caja equivalente y caja restringida, a 31 de diciembre de 2011, y un sólido flujo de caja generado por los activos productores de crudo en Colombia, la Corporación se mantiene totalmente fondeada para ejecutar sus programas de exploración y desarrollo para el 2012.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó, “ExxonMobil, siendo la compañía de petróleo y gas pública más grande en el mundo, trae experiencia significativa, tecnología, investigación y recursos financieros a este acuerdo de operación conjunta o “*joint venture*” de “*shale oil*” con Canacol. Estamos entusiasmados de trabajar con el equipo de ExxonMobil para explorar el importante potencial de “*shale oil*” en el contrato VMM2. Al mismo tiempo, Canacol ha decidido mantener el 100% de su participación en el contrato adyacente “E&P” Santa Isabel, con el fin de captar todo el potencial del bloque, en caso que el “*play*” pruebe ser comercial en los bloques adyacentes VMM2 o VMM3.”.

Principales términos y condiciones

Conforme a los términos del “FOA”, ExxonMobil asumirá el costo de la perforación y prueba de hasta 3 pozos, con el fin de probar los objetivos convencionales y no convencionales en las formaciones La Luna y Rosablanca, siendo estas dos rocas fuente de crudo probadas en el área. Los primeros dos pozos serán pozos verticales, mientras que el tercer pozo posiblemente será un pozo horizontal con fracturación multi-etapa (“*horizontal multistaged fractured well*”). Se estima que en el primer pozo los intervalos prospectivos La Luna y Rosablanca sean corazonados y registrados y que en el segundo pozo se realicen las estimulaciones y pruebas de fluidos. En el caso en que ExxonMobil decida seguir adelante con el tercer pozo, este pozo posiblemente será un pozo horizontal con fracturación multi-etapa. Bajo los términos del contrato, ExxonMobil pagará el 100% de los costos de estos 3 pozos, hasta un tope de \$15 millones de dólares por cada uno de los primeros dos pozos, y un tope de \$ 17.5 millones de dólares por el tercer pozo, si este es un pozo horizontal lateral que exceda 400 pies de longitud lateral, y \$ 15 millones, si este es otro pozo vertical. Así mismo, ExxonMobil pagará a Canacol \$ 2.2 millones de dólares en la ejecución del “FOA” por costos anteriores relacionados con la adquisición de sísmica 3D en el bloque durante el 2011. El total de la inversión potencial en este bloque es de \$ 50 millones de dólares aproximadamente. En retorno, ExxonMobil recibirá el 50%, del 40% de participación que Canacol tiene en el contrato. Vetra se mantendrá como operador del bloque VMM2 durante el periodo de exploración y espera iniciar la perforación del primer pozo exploratorio a finales del 2012. La asignación formal de las participaciones tal y como son contempladas en la transacción, incluyendo el 20% de participación de Canacol, están pendientes de la aprobación por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia.

“Oil shale play” no convencional de Canacol

VMM2 (20% participación, 7,561 acres netos)

VMM3 (20% participación, 16,622 acres netos)

Santa Isabel (100% participación, 101,542 acres netos)

Ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, el contrato “E&P” VMM2 es uno de tres contratos adyacentes que exponen a Canacol a una zona potencialmente grande de acumulaciones de petróleo asociado a lutitas (“*oil shale*”), en las formaciones cretáceas de gran espesor La Luna y Rosablanca, análogas a la formación

Eagle Ford. La Luna, catalogada como una de las rocas fuente más productivas en el mundo, es también la principal roca fuente en la cuenca Maracaibo en Venezuela, la cual contiene más de 250 billones de barriles de crudo recuperable.

Históricos pozos verticales perforados en la roca fuente La Luna, en los campos cercanos Totumal y Butarama en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, han probado tasas de flujo natural de hasta 900 barriles de crudo liviano por día de lutitas o “shales” fracturados en La Luna, tal y como fue el pozo Buturama 2 probado en 1953 por Intercol.

En el último año, este tipo de “play-type” no convencional ha recibido una importante atención por parte de operadores de talla internacional y es un área de énfasis para la próxima Ronda de Adjudicación Colombia 2012. Acorde a la ANH, aproximadamente el 30% de los más de 110 nuevos contratos “E&P” planeados para la Ronda de Adjudicación Colombia 2012, tienen exposición de alguna manera a un potencial de recursos no convencionales. Adicionalmente, para el 2015 Ecopetrol tiene un objetivo de producción de 25,000 barriles por día del “shale fairway” no convencional en el Valle Medio del Magdalena.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó, “El valor de las tierras en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena que muestren un potencial de recursos prospectivos no convencionales ha aumentado 7 veces, de \$125/acre aproximadamente a más de \$700/acre, en menos de un año.”

Contrato “E&P” VMM3

Efectivo a enero del 2012, Shell-Colombia adquirió el 100% de participación en el contrato “E&P” VMM-3. Shell-Colombia ha adquirido compromisos de trabajo por \$50 millones de dólares aproximadamente, los cuales incluyen todos los costos para la adquisición de sísmica y la perforación de tres pozos de exploración. Efectivo a 2014, Canacol tiene la opción de ejercer un 20% de participación en el contrato “E&P” VMM-3, sin ningún costo adicional.

La opción cero costo de Canacol para ejercer la participación del 20% en el contrato “E&P” VMM-3, le permite a la Corporación no solamente mantener una participación importante en el potencial del cretáceo profundo de VMM-3, sino a su vez de beneficiarse de tener un operador de talla mundial, como es Shell-Colombia, explorando en el área. Adicionalmente, Canacol espera capturar la información de las actividades de Shell-Colombia, con el fin de mitigar los riesgos de exploración y desarrollo del contrato adyacente “E&P” Santa Isabel, en el cual la Corporación tiene una participación del 100%.

En la segunda mitad del 2012, la Corporación planea perforar 1 pozo somero de exploración en su contrato operado Santa Isabel, con 100% de participación, teniendo como objetivo un reservorio somero de arenas convencionales terciarias, el cual es productor en campos cercanos.

Contrato “E&P” Santa Isabel

Canacol mantiene el 100% de participación en el contrato “E&P” Santa Isabel y planea perforar un pozo de exploración durante el segundo semestre del 2012. En el caso en que los pozos de exploración de lutitas o “shales” del cretáceo en los bloques adyacentes VMM2 y VMM3 prueben ser exitosos, Canacol habrá mantenido una exposición importante y el potencial en el “play” en el contrato en el que mantiene el 100% de participación.

Evaluación independiente realizada por GLJ Petroleum Consultants Ltd. (“GLJ”)

La Corporación contrató a GLJ Petroleum Consultants Ltd. “GLJ”, con el fin de realizar una evaluación independiente del “petróleo inicial in-situ por descubrir” (“UPIIP”) para la participación de Canacol en los contratos “E&P” VMM-2 y Santa Isabel del Valle Medio del Magdalena, efectiva a 31 de diciembre de 2011. La Corporación tiene una participación del 20% en VMM-2 y del 100% en Santa Isabel.

GLJ llevó a cabo la evaluación, acorde con las definiciones de recursos y reservas, los estándares y procedimientos del Manual de Evaluación de Petróleo y Gas Canadienses (“COGE”). El manual COGE define UPIIP como:

“Petróleo inicial in-situ por descubrir” “UPIIP” (equivalente a los recursos por descubrir) es la cantidad de petróleo estimado, en determinada fecha, para ser contenido en acumulaciones que aún no han sido descubiertas.

La porción recuperable de petróleo inicial in-situ por descubrir “UPIIP”, se refiere como Recursos Prospectivos; el restante será referido como no-recuperable.”

GLJ ha dado estimaciones baja, mejor, alta y promedio * de “UPIIP” para las formaciones de “shale” La Luna y Rosa Blanca:

**Contrato “E&P “Santa Isabel
Canacol Participación 100%
UPIIP (MMbbl)**

| | Baja | Mejor | Alta | Promedio |
|------------------|-------|-------|---------|----------|
| La Luna superior | 337.5 | 739.2 | 1,292.6 | 879.1 |
| La Luna | 332.5 | 743.7 | 1,456.9 | 915.3 |
| Rosa Blanca | 318.9 | 665.9 | 1,208.6 | 792.0 |

**Contrato “E&P VMM- 2
Canacol Participación 20%
UPIIP (MMbbl)**

| | Baja | Mejor | Alta | Promedio |
|------------------|-------|-------|-------|----------|
| La Luna superior | 105.7 | 230.5 | 401.6 | 273.8 |
| La Luna | 83.7 | 186.7 | 366.1 | 230.0 |
| Rosa Blanca | 24.9 | 51.2 | 93.9 | 61.4 |

**Santa Isabel y VMM-2
Participación total de Canacol
UPIIP (MMbbl)**

| | Baja | Mejor | Alta | Promedio |
|------------------|-------|-------|---------|----------|
| La Luna superior | 443.2 | 969.7 | 1,694.2 | 1,152.9 |
| La Luna | 416.2 | 930.4 | 1,823.0 | 1,145.3 |
| Rosa Blanca | 343.8 | 717.1 | 1,302.5 | 853.4 |

Las estimaciones de “UPIIP” fueron generalmente realizadas utilizando información de tierra y técnica, la cual incluye la información de pozo, de ingeniería, de geología y de geofísica, que Canacol tenía disponible a 31 de diciembre de 2011. No hay certeza que alguna porción de los recursos sea descubierta. De ser descubierta, no hay certeza de la viabilidad comercial para producir alguna porción de los recursos.

**La estimación baja es considerada como una estimación conservadora sobre la cantidad que en realidad será recuperada. Es posible que las cantidades remanentes en realidad recuperadas excedan la estimación baja. Si se usaran métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad del 90% (P90) de que las cantidades en realidad recuperadas sean iguales o excedan la estimación baja.*

** La mejor estimación es considerada como la mejor estimación sobre la cantidad que en realidad será recuperada. Es igualmente posible que las cantidades remanentes en realidad recuperadas excedan o sean menores que la mejor estimación. Si se usaran métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad del 50% (P50) de que las cantidades en realidad recuperadas sean iguales o excedan la mejor estimación.*

**La estimación alta es considerada como una estimación optimista sobre la cantidad que en realidad será recuperada. Es poco posible que las cantidades remanentes en realidad recuperadas excedan la estimación alta. Si se usaran métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad del 10% (P10) de que las cantidades en realidad recuperadas sean iguales o excedan la estimación alta.*

** La estimación promedio es el promedio aritmético de la asignación probabilística.*

Canacol es una compañía internacional de gas y petróleo basada en Canadá, con operaciones costa adentro enfocadas en Colombia y Ecuador. Canacol está listada en el TSX de Canadá (TSX:CNE) y la Bolsa de Valores de Colombia (BVC: CNE.N). La información pública de la Compañía se puede encontrar en www.sedar.com y en www.superfinanciera.gov.co.

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. Inversoristas 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.

(1) Canacol tiene el derecho de adquirir una participación no dividida del 20%, sin costo adicional, con el cumplimiento de ciertas condiciones descritas en el acuerdo entre las partes.

Los Consultores GLJ Petroleum terminaron la evaluación independiente de petróleo inicial in-situ por descubrir ("UPIIP") para la participación de Canacol Energy, en "shale" en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia. La fecha efectiva de esta evaluación es el 31 de diciembre del 2011. Las estimaciones de "UPIIP" fueron generalmente realizadas utilizando información de tierra y técnica, la cual incluye la información de pozo, de ingeniería, de geología y de geofísica que Canacol tenía disponible. No hay certeza que alguna porción de los recursos sea descubierta. En este momento, un proyecto de recuperación no puede ser definido por este volumen de petróleo inicial in-situ por descubrir. No hay certeza de que sea comercialmente viable producir alguna porción de estos recursos. La evaluación de GLJ fue preparada acorde a los procedimientos y estándares del Manual de Evaluación de Petróleo y Gas Canadiense. Las definiciones UPIIP utilizadas en la realización de esta evaluación, son aquellas contenidas en el Manual COGE y en el "Canadian Securities Administrators National Instrument 51-101 (NI 51-101)".

Para mayor información favor contactar a:

Carolina Orozco Vieira
corozco@canacolenergy.com
tel: 57 – 1 – 621 1747