

Canacol Energy Ltd.

Resultados Financieros del Primer Trimestre de 2022

Mayo 13 de 2022, 10:00 AM

PARTICIPANTES CORPORATIVOS

Charle Gamba - *Presidente y Director Ejecutivo*

Mark Teare - *Vicepresidente Sénior de Exploración*

Carolina Orozco - *Vicepresidente de Relaciones con Inversionistas*

Jason Bednar – *Vicepresidente Financiero*

Operador

Buenos días y bienvenidos a los Resultados Financieros del Primer Trimestre de 2022 de Canacol Energy.

Todos los participantes estarán en un modo de sólo escucha. Si necesita ayuda, por favor indique a un especialista en conferencias presionando la tecla "*", seguida de "0". Después de la presentación de hoy, habrá oportunidad para hacer preguntas.

Para hacer una pregunta, puede presionar "*" y luego "1" en un teléfono de tonos. Para retirar su pregunta, presione "*" y luego "2". Aquellos que escuchen la reunión en línea por la *web* pueden enviar preguntas durante todo el evento haciendo clic en la palabra "Preguntas" en su pantalla.

Tenga en cuenta que este evento se está grabando.

Ahora me gustaría darle la palabra a Carolina Orozco, Vicepresidenta de Relaciones con Inversionistas. Por favor, adelante.

Carolina Orozco

Buenos días y bienvenidos a la Conferencia Telefónica de Resultados Financieros del Primer Trimestre de 2022 de Canacol. Soy Carolina Orozco, Vicepresidente de Relaciones con Inversionistas.

Estoy con el Sr. Charle Gamba, Presidente y Director Ejecutivo, el Sr. Mark Teare, Vicepresidente Sénior de Exploración, y el Sr. Jason Bednar, Vicepresidente Financiero.

Antes de comenzar, es importante mencionar que los comentarios en esta conferencia de la alta gerencia de Canacol pueden incluir proyecciones del desempeño futuro de la compañía.

Estas proyecciones no constituyen un compromiso en cuanto a resultados futuros ni tienen en cuenta los riesgos o incertidumbres que podrían materializarse. En consecuencia, Canacol no asume responsabilidad en caso de que los resultados futuros sean diferentes de las proyecciones compartidas en esta conferencia telefónica. Por favor tengan en cuenta que todas las cifras financieras en esta conferencia están denominadas en dólares estadounidenses.

Comenzaremos la presentación con nuestro Presidente y Director Ejecutivo, el Sr. Charle Gamba, quien resumirá los aspectos destacados de nuestros resultados del primer trimestre. El Sr. Jason Bednar, nuestro Vicepresidente Financiero, discutirá luego los aspectos financieros destacados. El Sr. Mark Teare, Vicepresidente Sénior de Exploración, discutirá posteriormente algunos de nuestros planes de exploración y las nuevas estimaciones de recursos prospectivos que anunciamos en abril. El Sr. Gamba cerrará con una discusión sobre las perspectivas de la compañía para el resto de 2022.

Al final, tendremos una sesión de preguntas y respuestas. Charle se une a nosotros en la línea desde Bogotá, y Jason y Mark se unen a nosotros en la línea desde Calgary. Ahora le daré la palabra al Sr. Charle Gamba, Presidente y Director Ejecutivo de Canacol Energy.

Charle Gamba

Gracias, Carolina. Buenos días o buenas tardes y bienvenidos a la Conferencia Telefónica del Primer Trimestre de 2022 de Canacol. En el primer trimestre de 2022, realizamos ventas de gas natural de 182 millones de pies cúbicos estándares por día, que está por encima del punto medio de nuestra directriz anual de 162 millones de pies cúbicos por día.

Lo que hemos visto en lo que va del año, en el mercado colombiano de gas, es que la economía colombiana y, en consecuencia, el mercado colombiano de gas, parece comenzar a crecer nuevamente, a medida que entramos en una fase posterior a la pandemia, aunque también hemos visto niveles de lluvia relativamente altos, lo que dará una amplia capacidad de generación hidroeléctrica.

Nuestras condiciones operativas de producción estables nos permiten informar otro trimestre con altos márgenes operativos del 77% y un retorno sobre el capital empleado relativamente alto del 19%, anualizado para el trimestre. Continuamos avanzando en proyectos claves de crecimiento, incluido el proyecto del oleoducto Jobo-Medellín, que al final del trimestre fue declarado proyecto de interés estratégico nacional por el gobierno de Colombia.

Y continuamos devolviendo capital a los accionistas a través de dividendos y recompras de acciones, incluida una compra en bloque significativa de más de 5 millones de acciones a finales de enero, como resultado de lo cual el número total de acciones en circulación disminuyó en poco más del 3% durante el trimestre.

En relación con el primer trimestre, anunciamos nuevas evaluaciones de recursos prospectivos con recursos prospectivos principales totales con riesgo de más de 7,6 billones de pies cúbicos de áreas de intervención tanto en el Valle Inferior del Magdalena, como en la nueva área profunda en que estamos trabajando en el Valle del Magdalena Medio.

Como Carolina ya indicó, nuestro Vicepresidente Sénior de Exploración, Mark Teare, discutirá estas estimaciones de recursos y nuestros planes de exploración, después de que terminemos de discutir nuestros resultados del primer trimestre.

Ahora le daré la palabra a Jason Bednar, nuestro CFO, quien discutirá nuestras finanzas del primer trimestre con más detalle.

Jason Bednar

Gracias, Charle. Continuamos ejecutando nuestro plan para desarrollar nuestro negocio de gas natural en el primer trimestre de 2022.

Nuestra ganancia operativa neta fue de \$3,58 por Mcf en los primeros tres meses terminados el 31 de marzo de 2022, que es un 7% más alta que la del mismo período de 2021, prácticamente sin cambios con respecto al trimestre anterior y muy cerca de nuestra directriz de 3,60 en promedio para 2022.

Nuestro precio de gas realizado de \$4,66 también estuvo muy en línea con nuestra directriz para el año de \$4,61 a \$ 4,74 por Mcf. Recuerden que la mayoría de nuestra directriz se basa en ventas bajo contratos en firme de pago de precio fijo con un precio fijo promedio de \$4,74 por Mcf.

El gasto operativo de \$0,36 por Mcf fue ligeramente más alto que el del trimestre anterior y aumentó un 29% con respecto al mismo trimestre del año pasado. El gasto operativo más alto tanto en el primer trimestre de 2022 como en el cuarto trimestre de 2021 se debió a niveles relativamente altos de trabajo de mantenimiento llevado a cabo, que no esperamos que persista durante el resto de 2022.

Dicho esto, como probablemente ya sepan, la inflación de los precios al consumidor recientemente ha estado en cifras altas de un solo dígito, es decir, más alta que en los últimos

años, y eso significa que los gastos operativos no serán tan bajos en el futuro como lo fueron en años anteriores, incluso cuando no estemos haciendo ningún trabajo de mantenimiento.

En términos porcentuales, nuestras regalías de gas fueron del 15,5% de los ingresos brutos, lo cual está en línea con el promedio de los dos años anteriores, así que espero que esté aproximadamente en línea con las expectativas de todos.

Para destacar aún más la fortaleza y estabilidad de nuestro negocio de gas natural, así como el crecimiento que vemos en nuestros resultados comerciales y financieros, queremos destacar nuevamente el retorno del capital empleado implícito en nuestros estados financieros durante los últimos 13 trimestres, que fue del 19% para el primer trimestre de 2022.

Reportamos la caída para el primer trimestre de 2022; \$66 millones de ingresos de producción, netos de regalías y transporte, lo que representa un aumento del 11% con respecto al primer trimestre de 2021. El aumento fue impulsado por la combinación de mayores volúmenes y un precio realizado por MCF más alto.

También reportamos \$34 millones en fondos ajustados provenientes de las operaciones, lo cual representa una disminución del 11% con respecto al mismo período en 2021. Y reportamos actos de EBITDA de \$50 millones, lo cual representa un aumento del 6% con respecto al mismo período en 2021.

Finalmente, ingreso neto de \$24 millones, frente a una pequeña pérdida neta reportada en el mismo período de 2021. Para explicar los diferentes movimientos en algunas de estas medidas en relación con el mismo trimestre del año anterior, un gran impulsor de nuestros ingresos netos cada trimestre se relaciona con la fortaleza o debilidad del peso colombiano durante el período en comparación con el dólar estadounidense que, por supuesto, es nuestra moneda de reporte.

Esto tiene impacto en la valoración de nuestras metas tributarias, que están en pesos colombianos.

En el primer trimestre de este año registramos una recuperación de impuestos inferidos de \$12 millones, en tanto que reportamos un gasto de impuestos diferidos no monetarios de \$11 millones en el mismo período del año anterior. En esta época del año pasado, dije que esto último se debió principalmente al efecto de la reducción de las tasas de cambio del peso colombiano en el valor de las pérdidas fiscales no usadas y los grupos de costos, y que en caso de que el peso se fortaleciera frente al dólar de EE. UU. en el futuro, la compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

Esto es exactamente lo que ha sucedido ahora. Y esos dos números, por sí solos, representan la gran mayoría del cambio en el ingreso neto en relación con el mismo período del año anterior.

En tanto el EBITDA aumentó un 6% con respecto al año anterior, los fondos provenientes de las operaciones experimentaron una disminución de \$4,3 millones en el primer trimestre, en comparación con el primer trimestre de 2021, lo que se puede atribuir únicamente a un aumento de \$7,5 millones en impuestos monetarios.

En el primer trimestre del año pasado tuvimos menos ingresos. Tuvimos algunas pérdidas en cambio no realizadas y gastos extraordinarios en pozos de exploración relacionados con un pozo fallido, por lo cual nuestros impuestos monetarios fueron relativamente bajos en el primer

trimestre del año pasado, y lo contrario ocurrió en el primer trimestre de este año, por lo que nuestros impuestos monetarios fueron relativamente altos este trimestre.

El aumento del 4% en la tasa del impuesto sobre la renta de sociedades en Colombia al 35% desde el comienzo de 2022 también contribuyó ligeramente al aumento de los impuestos monetarios.

Obviamente, los impuestos monetarios son una parte importante de nuestro desempeño financiero, pero esperamos que todos reconozcan que las fluctuaciones trimestrales se deben en su mayoría a cosas que son puntuales o que es probable que se reviertan de un trimestre a otro.

En términos de directriz sobre este tema, en el futuro, esperamos que nuestra tasa impositiva efectiva bajo el régimen tributario actual esté en el rango del 25% al 28% del EBITDA.

Con esto concluyo mis comentarios sobre nuestros resultados financieros del primer trimestre. Le daré ahora la palabra a Mark Teare, Vicepresidente Sénior de Exploración.

Mark Teare

Gracias Jason. En abril 6 suministramos una nueva estimación de recursos para nuestros bloques de exploración de gas en las Cuencas de los Valles Inferior y Medio del Magdalena, mostrando un potencial de resultados prospectivos medios sin riesgo de 20,5 billones de pies cúbicos en Canacol y recursos prospectivos medios con riesgo de más de 7,6 billones de pies cúbicos, estimados por Boury Global Energy Consultants en el informe del líder de órdenes con efecto a diciembre 31 de 2021. Esto representa un aumento de más del 300% en los recursos prospectivos medios con riesgo con respecto al último informe de recursos.

Continuamos viendo un potencial de exploración grande y relativamente sin cambios en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, donde se encuentran nuestras principales operaciones de producción. Para cuantificar esa declaración, nuestra evaluación actualizada de recursos estimó 3,2 billones de pies cúbicos brutos con riesgo, un recurso prospectivo medio bruto con riesgo de 986 mil millones de pies cúbicos para prospectos e indicaciones relativamente poco profundos, ubicados en su gran mayoría en el Valle Inferior del Magdalena.

Planeamos continuar probando ese potencial de recursos y convertirlo en reservas con la perforación en los canales contentivos de gas de los *play* de Ciénaga de Oro, donde nuestra experiencia y nuestros conocimientos nos permiten reportar una tasa de éxito de perforación de exploración de alrededor del 80%.

Tal vez tan importante como la perforación en la cuenca baja del Valle del Magdalena, este año adquiriremos nueva sísmica en el gran bloque VIM-5 al norte de nuestros campos productivos principales. Prevemos que la nueva sísmica 3D nos permitirá materializar las indicaciones de exploración en prospectos y continuar perforando prospectos con una alta tasa de éxito de perforación, una vez que nuestra interpretación de la sísmica nos haya permitido refinar aún más nuestras evaluaciones de recursos para nuestros bloques del Valle Inferior del Magdalena.

El gran crecimiento en los resultados prospectivos totales frente a años anteriores se debe al aumento de las estimaciones para nuestros bloques de exploración en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Gracias al trabajo técnico que hemos venimos realizando para refinar nuestro entendimiento de estos bloques, además de que la ANH nos adjudicó dos grandes bloques nuevos a finales del año pasado. Estos dos bloques, VMM 53 y VMM 10 - 1, están en tendencia con la nueva área profunda de gas convencional que hemos identificado y planeamos investigar comenzando con la perforación del pozo de exploración Pola-1, este año. Con el fin de proporcionar una indicación del potencial de esta área, anunciamos estimaciones de recursos prospectivos medios sin riesgo y con riesgo de 17,3 billones de pies cúbicos y 6,6 billones de pies cúbicos, respectivamente, para prospectos e indicaciones en el área profunda de gas convencional, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

En un comunicado de prensa del 11 de abril, también anunciamos una estimación de recursos prospectivos solamente para el prospecto de Pola de 1,2 billones de pies cúbicos sin riesgo y 470 mil millones de pies cúbicos con riesgo. Normalmente no proporcionamos estimaciones de recursos para prospectos individuales, y no esperamos que eso cambie en el futuro.

Pero en este caso, queríamos mostrar que el primer prospecto que perforaremos este año en esta área tiene un potencial significativo. Por supuesto, hay que destacar que esto es exploración. Siempre conlleva riesgos e incertidumbres significativos.

El éxito comercial en Pola y en toda el área que se desprende de las estimaciones de recursos que revelamos es de alrededor del 40%. Esto es muy atractivo con las tareas dado el tamaño de los recursos a los cuales estamos apuntando.

Planeamos ubicar el pozo Pola-1 en agosto de este año, y tomará aproximadamente 3 1/2 meses perforarlo, y un total de cinco meses perforarlo, probarlo y completarlo.

Por lo tanto, estaremos esperando resultados para finales de 2022 o principios de 2023. También vale la pena destacar que nuestro plan para Pola prevé la perforación a una profundidad de más de 17.000 pies, lo que hace que este sea el pozo de gas natural convencional más profundo que hayamos perforado.

Preveremos tener que manejar altas temperaturas y presiones durante la perforación, así como durante cualquier operación posterior. Dicho esto, no hay nada en nuestros planes para esta área que no sea una operación estándar, que la industria global del petróleo y el gas ha manejado regularmente durante décadas. Creemos que Canacol estaba en una posición única para identificar el potencial de esta área, gracias a nuestra historia de operaciones en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, nuestra experiencia en el mercado de gas colombiano y la amplia experiencia internacional de nuestro equipo.

También estamos seguros de que tenemos la experiencia para probarlo y, potencialmente, desarrollar cualquier descubrimiento comercial que podamos hacer. Como pueden ver, todos nuestros bloques en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena están ubicados relativamente cerca del gasoducto TGI existente, que tiene una capacidad disponible significativa.

Somos optimistas con respecto a esta área de gas convencional profundo y nos entusiasma perforar nuestro primer pozo de exploración de alto impacto aquí. Pero es importante enfatizar que Pola es solamente uno de los 18 objetivos que hemos identificado en bloques en esta área. En total, tenemos 178 prospectos e indicaciones identificados, en todas nuestras áreas en las dos cuencas.

Este número podría aumentar pues adquirimos y evaluamos nueva sísmica. Pola también es solamente uno de hasta ocho pozos de exploración que planeamos perforar, este año, con todos los demás pozos planeados que se encuentran en el Valle Inferior del Magdalena.

Si bien comenzamos este año con un descubrimiento en el canal de Porquero en Carambolo, es poco probable que tengamos éxito con cada pozo que perforemos.

Sin embargo, esperamos continuar viendo que nuestros programas de exploración cumplan con la transformación de recursos prospectivos en reservas y, en últimas, en producción y flujo de efectivo de una manera rentable, utilizando nuestros conocimientos, experiencia y acceso a datos y tecnología únicos. Gracias por su atención.

Ahora le doy la palabra de vuelta a Charle.

Charle Gamba

Gracias por eso, Mark. Nuestros resultados trimestrales, una vez más, demostraron márgenes operativos altos y estables, así como un retorno muy respetable sobre el capital empleado. Para el resto del año, prevemos que la producción y el flujo de efectivo estarán cerca del límite superior de nuestra directriz, en lugar del límite inferior del rango, lo cual se basa simplemente en nuestros contratos en firme de 2022, que promediaron 160 millones de pies cúbicos estándares por día.

También prevemos que nuestro gasto de capital será de alrededor de \$172 millones, ya que hemos estado contratando servicios y equipos a precios a largo plazo muy razonables.

El significado práctico de la importancia estratégica nacional que el gobierno colombiano le ha otorgado al proyecto del ducto de Medellín es que la designación debería mejorar drásticamente los tiempos de entrega de ítems críticos para el proyecto, incluyendo la emisión de la licencia ambiental.

Hemos recibido ofertas vinculantes de cuatro consorcios internacionales de construcción de ductos, que actualmente están en evaluación, y estamos negociando contratos adicionales de venta de gas en firme a largo plazo con clientes ubicados en el interior de Colombia para llenar los 46 millones de pies cúbicos estándares por día restantes de capacidad inicial del gasoducto, que es— será de 100 millones de pies cúbicos.

Nuestro programa de perforación de exploración se acelerará en el corto plazo y durante la segunda mitad del año, pues hemos contratado una segunda plataforma de perforación y perforaremos en paralelo los pozos de exploración de Alboka y Cornamusa en el Valle Inferior del Magdalena, donde tenemos tres pozos de exploración de mayor impacto planeados para más adelante en el año, incluyendo el pozo Pola-1 en el Valle Medio del Magdalena, al cual Mark acaba de hacer referencia.

En resumen, esperamos seguir obteniendo resultados financieros dentro de nuestra directriz previamente establecida, lo que nos permitirá proceder tanto con el retorno de capital a los accionistas como con la inversión para el crecimiento, operando desde una posición de fortaleza financiera. Ahora estamos listos para responder cualquier pregunta.

PREGUNTAS Y RESPUESTAS

Operador

Ahora comenzaremos la sesión de preguntas y respuestas. Para hacer una pregunta, puede presionar "*" y luego "2" en su teléfono de tonos. Si está usando un teléfono con altavoz, por favor descuelgue el auricular antes de presionar las teclas. Si en algún momento su pregunta ha sido atendida y quisiera retirar su pregunta, por favor presione "*" y luego "2". Quienes escuchen a través de la web pueden enviar preguntas durante todo el evento haciendo clic en la palabra "Preguntas" en su pantalla.

En este momento haremos una pausa momentánea para armar nuestra lista.

La primera pregunta de hoy proviene de Matheus Enfeldt, de UBS. Por favor, adelante.

Matheus Enfeldt

Hola. Buenos días a todos. Soy Matheus de UBS. Gracias por tomar mis preguntas y por la completa actualización sobre las operaciones exploratorias, muy agradecido. Mi primera pregunta es sobre ese mismo tema. Quiero decir, viendo la perspectiva de mediano a largo plazo como compañía, prevén aumentar la producción en el contexto del nuevo gasoducto NDP y los contratos. Vemos que hay producción adicional por venir de nueva exploración.

Nuestra pregunta en ese sentido es que nos gustaría ver lo que la compañía ve como riesgos además de los riesgos exploratorios regulares, llamémoslos así, regulares, para estos activos y desarrollos. ¿Cuáles son los de Canacol, si Canacol no puede lograr la producción según lo previsto para los contratos?

Y por otro lado, si pueden lograr la producción antes del inicio del contrato de fin de semana, ¿hay potencial para una demanda al contado suficiente para requerir esta nueva producción? Esa es mi primera pregunta, la primera de unas pocas preguntas. Y luego la segunda pregunta que tenemos todavía sobre los volúmenes adicionales, si pudieran proporcionar alguna actualización sobre cómo están las negociaciones para el volumen adicional distintas a— distintas al contrato de EPM. Gracias.

Charle Gamba

De acuerdo, voy a tratar de responder ambas preguntas aquí. Ahora, con respecto a nuestra producción, las expectativas de producción futura y en relación con nuestros programas de exploración, el oleoducto de Medellín, cuando entre en funcionamiento a fines de 2024, agregará 100 millones de pies cúbicos adicionales por día de ventas de producción a la compañía.

Así, esperamos que en 2025 la producción promedio esté más o menos en el rango de 320 millones a 340 millones de pies cúbicos por día, lo cual puede ser respaldado por nuestra base de reservas existente y el supuesto de que continuaremos, con éxito, agregando reservas a través de nuestros programas de perforación de exploración.

Como Mark lo destacó, tenemos más de 170 prospectos de exploración identificados, la mayoría de ellos en el Valle Inferior del Magdalena, al que se conectará el nuevo gasoducto, así como en el Valle Medio del Magdalena.

Así, estamos bastante seguros de nuestras reservas 2P de base actuales y nuestros recursos prospectivos con riesgo que hemos identificado en él área que operamos. Y de poder seguir

reemplazando reservas y hacer crecer nuestra base de reservas para sostener esos niveles de producción, ventas en 2025. Con respecto a los riesgos, otros riesgos, aparte de los de exploración y desarrollo, existen riesgos políticos.

Estamos en medio de un año electoral aquí, y los resultados se decidirán a finales de junio. Y existen algunos riesgos con respecto al negocio del petróleo y el gas. Podría haber algún cambio con respecto a cuestiones de tipo normativo o comunitario asociadas con la operación de petróleo y gas. Pero vemos esos riesgos como relativamente menores y riesgos que podemos absorber fácilmente.

Con respecto a su segunda pregunta, volúmenes adicionales para el gasoducto, como mencioné, o como se mencionó, añadimos el 55% del volumen inicial del gasoducto, 100 millones de pies cúbicos iniciales, contrato EPM.

Y actualmente estamos negociando tres contratos adicionales que efectivamente llenarán los restantes 45 millones de pies cúbicos restantes por día. Esperamos lograrlo a mediados del verano, julio-agosto de este año. Y esos son todos con distribuidores muy grandes ubicados en el interior del país.

Matheus Enfeldt

Bien, eso está claro. Muchas gracias y felicitaciones por el trimestre.

Charle Gamba

Gracias.

Operador

La siguiente pregunta viene de Oriana Covault, de Balanz. Por favor, adelante.

Oriana Covault

Hola, gracias por tomar mi pregunta. Soy Oriana, de Balanz. Tengo tres preguntas. No sé si podamos ir una por una, o tal vez enlazar con la pregunta anterior en términos de producción.

¿Pueden confirmar cuáles de estos cuatro pozos se perforaron durante el trimestre? Y he estado rastreando sus actualizaciones operativas mensuales, y parece que la producción sigue disminuyendo. Entonces, ¿cuándo podemos ver una mayor producción proveniente de estos nuevos pozos de desarrollo que perforaron durante el primer trimestre? Esa sería mi primera.

Charle Gamba

Bien, nuestra producción realmente no está— no necesariamente está limitada por la capacidad o la capacidad productiva de los pozos. Nuestra producción está limitada por la demanda. Por lo tanto, no es que cada nuevo pozo que perforamos aumente nuestra producción— o las ventas de producción, debo decir. Cada nuevo pozo que perforamos aumenta nuestra capacidad productiva para producir gas. Pero el verdadero motor de la producción son realmente las ventas, por supuesto. Así, estamos vendiendo en un mercado que es relativamente estable. Solamente puede absorber una cantidad determinada de gas.

Y estamos cumpliendo esos compromisos con respecto a eso. Así, no es como un pozo de petróleo en que se perfora un pozo de petróleo e inmediatamente se pone el petróleo en un camión y se vende en un oleoducto. Estamos vendiendo el gas directamente a través de los consumidores, y el mercado solamente puede absorber una cantidad determinada de gas, por así decirlo.

Oriana Covault

Bien. Eso está claro y tal vez pasamos a un área diferente. Si no estamos equivocados, este ducto de túnel de transmisión que conecta a Medellín con la red troncal de TDI tendría que hacerse reversible. Solamente pensando en proyectos futuros que fluirían en ambas direcciones para que Canacol venda volúmenes en Bogotá y Medellín. Por ahora, los flujos de gas solamente fluyen en dirección de las tuberías de TDI a Medellín.

Así que, solamente para entender, solamente para asegurarnos de que estamos entendiendo esto correctamente, y si lo estamos, ¿quién pagará por hacer que esta transmisión sea bidireccional, Canacol o el propietario? Esa era una de las preguntas que teníamos.

Charle Gamba

Bien, con respecto a la direccionalidad del túnel de transmisión, esencialmente, cuando nuestro ducto esté conectado, nuestro nuevo ducto se conectará con la puerta de la ciudad de Medellín. Esencialmente, toda la demanda de Medellín será atendida por nuestro gasoducto, por lo que básicamente no habrá necesidad de que Trans Metano continúe enviando gas de este a oeste a la ciudad de Medellín.

Y la forma en que se produce la reversión de ese gasoducto es que los clientes con los que estamos negociando los 45 millones de capacidad restantes, están todos ubicados en Bogotá y Cali. Entonces ellos— esos clientes firmarán un acuerdo de transporte con Trans Metano, por el cual Trans Metano revertirá su gasoducto, llevando el gas que estamos vendiendo a esos clientes, que esos clientes están comprando de Medellín a Bogotá y Cali.

Y así, esencialmente firmarán con Trans Metano un acuerdo de envío— un acuerdo de transporte por el cual Trans Metano invertirá en la bidireccionalidad del gasoducto. Ellos invertirán el flujo, lo cual es una operación relativamente sencilla. Simplemente hay que girar las estaciones de compresión alrededor de 180 grados, básicamente, para que el flujo vaya en la dirección opuesta.

Pero la conclusión es que la reversión de Trans Metano se ejecutará a través de los nuevos acuerdos de venta de gas, los acuerdos de compra de gas que firmaremos con clientes en Bogotá y Cali.

Oriana Covault

Perfecto. Eso está muy, muy claro. Y solamente una última pregunta con respecto a El Tesorito. Solamente para confirmar, ¿ya está contratado o al menos quemando gas en modo de prueba? Y si es así, ¿cuántos pies cúbicos terrestres por día esperan que aporte a las ventas ahora que estamos más cerca del comienzo?

Charle Gamba

La puesta en marcha de la venta al por menor se retrasó de abril a julio. Por lo tanto, esperamos que la puesta en marcha comience en el mes de julio, y que consuma hasta 40 millones de pies cúbicos por día de gas durante la puesta en marcha. Y luego esperamos que Tesorito genere entre el 25% y el 50% de la capacidad, que será esencialmente entre 10 y 20 millones de pies cúbicos por día de ventas.

Oriana Covault

Perfecto. Eso fue todo de mi parte, gracias por tomar mis preguntas.

Operador

La siguiente pregunta viene de Josef Schachter de FBR. Por favor, adelante.

Josef Schachter

Buenos días a todos, y gracias por tomar mis llamadas y gracias por el— Mark, por los detalles completos y la actualización sobre la perforación y el tamaño de los logros en la parte geológica. Espero hablar con ustedes más sobre eso. Mi primera pregunta es probablemente para Jason.

Ustedes compraron esos \$5,31 millones en acciones en enero a 248 de EE. UU. por acción o más o menos 323 canadienses. ¿Están ahora en un período de suspensión o la NCIB [sigla en inglés de Oferta de Emisión en el Curso Normal] sigue activa? ¿Qué está pasando allí, especialmente teniendo en cuenta la forma en que se ha debilitado la acción en las últimas semanas?

Jason Bednar

Sí. Quiero decir, estamos en un período de suspensión. Dicho esto, hay ciertas concesiones que se podrían poner en las órdenes antes de la suspensión y simplemente estar sin hacer nada, pero optamos no hacer eso, este trimestre. Veo un par de preguntas que vienen con respecto a las recompras y por qué no hemos estado activos.

Así, simplemente daré una respuesta más completa a su pregunta. Compramos, obviamente, esos \$13 millones de dólares de EE. UU. de capital este año en enero, significativamente más que los 8,7 que compramos en total en 2021. Tenemos la capacidad y el efectivo para comprar más. Pero hemos optado por no hacerlo en este momento, y actuaremos sobre la marcha, a medida que avancemos.

Josef Schachter

Bien. Así que, pasando a la debilidad de la acción, ¿estamos viendo las razones más en el lado político, dada la preocupación de que el candidato principal, Petro y su compañera de fórmula, que se considera— nos dejó con algunos de los artículos, es eso lo que usted piensa que también podría estar pesando sobre la acción?

Jason Bednar

Correcto. Después de muchas llamadas de investigación a personas como usted, esa parece ser la razón. Quiero decir, nuestras operaciones son estables, trimestre a trimestre. La única explicación racional es la elección.

Josef Schachter

Bien. Y la última para mí. Cuando— usted ha hablado de tener cuatro compañías con ofertas finales vinculantes para construir el oleoducto Jobo Medellín. ¿Cuál es el proceso para revisarlas? ¿Cuáles son los puntos críticos que están buscando para tomar esa decisión final de quién gana el contrato? Solamente para tener una idea del alcance de ese tipo de asuntos.

Charle Gamba

Los contratos que hemos recibido son todos contratos de BOOM, [sigla en inglés de] construir, poseer, operar y mantener, por lo que Canacol no hará ninguna inversión, en últimas, en el gasoducto. Así, nuestro motor es la tarifa de transporte.

El contratista construirá el gasoducto e invertirá en el mismo, y espera un retorno de su capital de alrededor del 14% o 15% de TIR. Y nuestra preocupación es cuál es la tarifa de transporte

resultante que nos ofrecieron. Entonces, lo único que nos importa es cuánto cuesta transportar una molécula de gas de Jobo a Medellín.

Y obviamente, cuanto más baja sea la tarifa de transporte, mayor será nuestro beneficio neto del gas, básicamente. Entonces, ese es el único criterio. Todos ellos están técnicamente calificados, todos nuestros operadores internacionales, todos están muy bien financiados. El motor es la tarifa de transporte.

Josef Schachter

Y Charle, ¿cuándo crees que se tomará una decisión? ¿Cuándo— cuál es la ventana en que deberíamos estar buscando que algo potencialmente salga?

Charle Gamba

Esperamos tomar la decisión final dentro de los próximos dos meses.

Josef Schachter

Eso es todo para mí. Muchas gracias.

Operador

La siguiente pregunta viene de Chen Lin de Lin Asset Management. Por favor, adelante.

Chen Lin

Hola, Charle, gracias por tomar mis preguntas. Algunas de mis preguntas han sido respondidas. Solamente quería, solamente para repetir, confirmar lo que Jason ha dicho, que parece que la cuota para este año de readquisición de acciones se ha ido en su mayoría. ¿Esa evaluación es correcta? ¿Hay que esperar al próximo año para más readquisición de acciones?

Jason Bednar

Tenemos bastante efectivo disponible y esperamos terminar el año con bastante efectivo disponible. Pero en este momento no estamos comprando acciones recientemente, obviamente, pero eso no significa que no vayamos a acelerar nuestro programa de readquisición de acciones en los próximos meses.

Chen Lin

De acuerdo, genial. Eso es tranquilizador, gracias. Y también solamente en su— ¿ven que los costos de perforación aumenten, debido a la inflación en meses recientes o en el último pasado?

Charle Gamba

Los costos de perforación definitivamente están aumentando. Sin embargo, todos nuestros contratos de perforación y servicios, nuestros contratos a largo plazo, se renegociaron el año pasado. Así, tenemos un colchón bastante bueno con respecto al incremento asociado con los servicios de perforación y asociados.

Chen Lin

Bien. Genial. ¿Cuánto duran esos contratos?

Charle Gamba

Se renegociaron en julio del año pasado, y los contratos son de dos a tres años de duración.

Chen Lin

Bien. Eso está muy bien. Gracias. Entonces, en términos de inflación, el gas natural alcanzó los \$8 la semana pasada en Estados Unidos. ¿Ven más poder de negociación para contratos futuros y luego renovar los contratos existentes?

Charle Gamba

Bien, es importante tener en cuenta que Colombia es un mercado cerrado. No se exporta gas fuera de Colombia. Y muy, muy poco GNL se importa a Colombia. Así, Colombia está completamente desconectada del mercado externo, lo cual es genial.

Durante los últimos 10 años, los precios del gas colombiano han sido del doble del WTI [West Texas Intermediate], 100% más altos que el WTI en promedio. Y ahora son más bajos, así que es una realidad que el mercado de gas en Colombia aquí es súper estable, sin inflación con respecto a los precios externos del gas natural.

Chen Lin

Bien. Genial. Por lo tanto, debería operar como una compañía de servicios públicos.

Charle Gamba

Sí, efectivamente.

Chen Lin

Ingreso muy estable y solamente, de alguna manera, todavía varía con los precios del gas. Gracias, gracias por tomar mi pregunta.

Charle Gamba

Gracias, Chen.

Operador

Ahora tomaremos las preguntas enviadas a la web. Gracias.

Carolina Orozco

Tenemos una primera pregunta de Alejandra Nichelli, de Now Securities. ¿Cómo ven que las presiones inflacionarias tengan impacto en los costos para desarrollar y administrar el gasoducto?

Charle Gamba

Como mencioné anteriormente, los contratos serán contratos de BOOM, construir, poseer, operar y mantener. Ya hemos presentado ofertas vinculantes, por lo que cualquier presión inflacionaria es asumida por el consorcio constructor, no por nosotros.

Carolina Orozco

Gracias, Charle. Recibimos varias preguntas de Daniel Guardiola (PH) de (INAUDIBLE). La primera es, ¿cuándo esperan seleccionar la compañía constructora que construirá el oleoducto de Medellín?

Charle Gamba

Ya respondí esa pregunta.

Carolina Orozco

De acuerdo con su cronograma de estos proyectos, ¿cuándo debe comenzar la construcción para que cumplan con la fecha de inicio del contrato con EPM?

Charle Gamba

Esperamos que el inicio de la construcción ocurra en julio de 2023.

Carolina Orozco

Y tenemos una pregunta final que es: durante el trimestre, su ejecución de gasto de capital se ubicó entre el 13% y el 16% de su programa de trabajo del año fiscal 2022. ¿Cómo esperan que el gasto de capital aumente en los próximos trimestres? ¿Y todavía están apuntando a invertir entre \$172 y \$209 millones en 2022?

Jason Bednar

Probablemente puedo tomar esa, Charle. Creo que Charle, anteriormente en su presentación, dijo que esperamos estar cerca del límite inferior de esos 172 con respecto a cómo se desarrolla eso durante el resto del año. El Trimestre 1 fue ligeramente inferior. Perforamos el último pozo antes de lo previsto. Dicho esto, en el futuro, esperamos perforar de tres a cuatro pozos en cada uno de los Trimestres 2, 3, y 4. Por lo tanto, esperamos que el gasto de capital sea relativamente parejo en los tres trimestres restantes.

Carolina Orozco

Gracias Jason. Tenemos otra pregunta de Alejandra Nichelli de Now Securities. ¿Cuál consideran que es el principal riesgo para el prospecto de Pola?

Charle Gamba

Creo que Mark Teare puede atender eso.

Marcos Teare

Sí, tomaré eso. Técnicamente, el principal riesgo, tal como lo vemos, es encontrar desarrollo de una mayor permeabilidad. En sísmica 3D, hemos usado procesamiento de coherencia y curvatura para derivar estrías de captura sísmica que son predictivas de la intensidad de la fractura de Fulton. Y así, en línea con nuestro entendimiento del marco estructural del prospecto que estamos perforando, el pozo apuntará a estas áreas de depósito efectivo mejorado, que prevemos que estén muy cerca de la falla a gran escala que vemos en la sísmica y a que estamos apuntando con el pozo.

Carolina Orozco

Gracias, Mark. Tenemos las preguntas finales de (INAUDIBLE). ¿Cuáles son los tiempos para la licencia ambiental para Jobo Medellín, y el cronograma de operaciones de El Tesorito? y la segunda pregunta es: ¿Están viendo presión de gastos financieros en 2022?

Charle Gamba

Esperamos que el permiso ambiental salga antes de julio de 2023, momento en el cual comenzará la construcción. No entiendo muy bien la prueba— ¿podría repetir la pregunta de Tesorito?

Carolina Orozco

¿Cuál es el cronograma de operaciones de Tesorito?, que creo que ya respondiste también.

Charle Gamba

Ya respondí eso, sí.

Carolina Orozco

Entonces, la segunda pregunta es: ¿Están viendo presión de gastos financieros en 2022?

Jason Bednar

Probablemente puedo responder eso. Con un poco de previsión, como recuerdan, en noviembre, hace unos cinco meses, rehicimos nuestro bono. Así, la antigua tasa estaba en 7,25%, y nuestra tasa actual es de 5,75%. Entonces, en realidad estábamos ahorrando dinero, si se quiere, en términos de intereses, que es un gasto financiero muy grande.

Charle ya respondió a las preguntas de gasto de capital sobre este tema con respecto al bloqueo de contratos de servicio en tubulares, etc., para el futuro previsible.

Y sólo me referiré brevemente a los costos operativos, aunque los traté antes a un alto nivel. Así, nuestra directriz siempre ha sido durante los últimos años que nuestro gasto operativo sería de aproximadamente \$0,30 por MCF. Hemos tenido trimestres, el año pasado, que fueron unos centavos más bajos que eso. Y, por supuesto, este trimestre fue más alto. Pero solamente en perspectiva.

Un aumento del 8% sobre \$0,30 de aproximadamente \$0,025 centavos. Y si se aplica eso a 180 millones de pies cúbicos al día como este trimestre, eso aumenta \$400,000 en el trimestre. Así que, incluso cuando vemos algunos de los trabajos de mantenimiento que probablemente fueron responsables del aumento de \$0,05 en gasto operativo, y no esperamos ver eso en el futuro, eso se traduce en solamente \$800.000 por trimestre. Por lo tanto, es algo mínimo en \$50 millones de EBITDA, un trimestre.

Carolina Orozco

Gracias, Jason. Creo que tenemos una pregunta más de Oriana de Balanz. Operador, ¿puede continuar por favor?

Operador

La siguiente pregunta es de Oriana Covault de Balanz. Por favor, adelante.

Oriana Covault

Hola. Gracias. Acabo de hacer un rápido seguimiento con respecto a sus planes de perforación. Ustedes mencionaron que—estaban mencionando que esperan perforar unos tres a cuatro pozos por trimestre con gasto de capital bastante estable. Entonces, ¿cómo debemos considerar el Pola-1 y los otros dos pozos que son de esta área convencional profunda que siguen, ya que se espera que sean de mayor costo? Solamente quería confirmar eso. Gracias.

Jason Bednar

Buen punto. Creo que, a menos que Mark me corrija aquí, tenemos programado localizar Pola en agosto. Tiene razón, ese es un pozo de mayor costo. Entonces, en el Trimestre 3 y mientras se perfora durante la mitad del Trimestre 3 y todo el Trimestre 4, esos dos trimestres tendrían un gasto de capital ponderado más alto que el Trimestre 2. Tiene mucha razón.

Oriana Covault

Bien. Gracias.

Operador

La siguiente pregunta viene de Roberto Eaniaeia de Casa De Lesa. Por favor, adelante.

Roberto Eaniaeia

Hola, tengo una pregunta relacionada con el programa de readquisiciones. ¿Podrían repetir si esperan hacer más readquisiciones de acciones en 2022? Gracias.

Jason Bednar

Sí, tenemos la capacidad de efectivo para hacerlo, sea efectivo actual disponible o efectivo esperado para fin de año. Esperaría que hagamos más readquisiciones durante 2022, pero aún no se ha decidido la cantidad ni el momento.

Una vez más, para perspectiva, readquirimos 13 millones en el primer trimestre, readquirimos 8,7 millones en total para todo 2021. Y recordaré a todos que nuestro dividendo actual de 5,2 centavos canadienses por trimestre representa aproximadamente un 8% de rendimiento de dividendo a este precio. Así, ya hay amplios retornos para los accionistas en la mezcla.

Roberto Eaniaeia

Gracias.

Operador

Con esto concluye nuestra sesión de preguntas y respuestas y concluye la conferencia telefónica. Gracias por asistir a la presentación de hoy. Ahora pueden desconectarse.