Canacol Energy, Ltd.

Ganancias del Tercer Trimestre de 2023

Noviembre 10 de 2023, 9:00 a. m. Hora del Este

PARTICIPANTES CORPORATIVOS

Carolina Orozco – Vicepresidente de Relaciones con los Inversionistas

Charle Gamba – Presidente y Director Ejecutivo

Jason Bednar – Vicepresidente Financiero

PRESENTACIÓN

Operador
Hola y bienvenidos a la Conferencia Telefónica sobre los Resultados Financieros del Tercer Trimestre de 2023 de Canacol Energy. Todos los participantes estarán en modo de solo escucha. Si necesitan ayuda, por favor indíquenlo a un especialista de conferencia presionando la tecla asterisco seguida por cero. Después de la presentación de hoy, habrá oportunidad de hacer preguntas. Para hacer una pregunta, pueden presionar asterisco y luego uno en su teléfono de tonos. Para retirar su pregunta, por favor presionen asterisco y luego dos. Por favor, tengan en cuenta que el evento de hoy está siendo grabado.

Ahora quisiera darle la palabra a Carolina Orozco, Vicepresidente de Relaciones con los Inversionistas. Por favor, adelante.

Carolina Orozco
Buenos días y bienvenidos a la Conferencia Telefónica sobre los Resultados Financieros del Tercer Trimestre de 2023 de Canacol. Soy Carolina Orozco, Vicepresidente de Relaciones con los Inversionistas. Estoy con el Sr. Charle Gamba, Presidente y Director Ejecutivo; y el Sr. Jason Bednar, Vicepresidente Financiero.

Antes de que comencemos, es importante mencionar que los comentarios de la alta dirección de Canacol en esta conferencia pueden incluir proyecciones del desempeño futuro de la compañía. Estas proyecciones no constituyen compromisos en cuanto a resultados futuros, ni tienen en cuenta riesgos o incertidumbres que podrían materializarse. En consecuencia, Canacol no asume responsabilidad en el evento de que los resultados futuros sean diferentes a las proyecciones compartidas en esta conferencia telefónica. Por favor tengan en cuenta que todas las cifras financieras en esta conferencia están denominadas en dólares de Estados Unidos.

Comenzaremos la presentación con nuestro Presidente y Director Ejecutivo, el Sr. Charle Gamba, quien resumirá los aspectos destacados de nuestros resultados del tercer trimestre. El Sr. Jason Bednar, nuestro Vicepresidente Financiero, se referirá luego a los aspectos financieros destacados. El Sr. Gamba cerrará con una discusión sobre las perspectivas de la compañía para lo que resta de 2023 y mirando hacia 2024. Al final, tendremos una sesión de preguntas y respuestas.

Ahora le daré la palabra al Sr. Charle Gamba, Presidente y Director General de Canacol Energy.

Charle Gamba
Gracias Carolina, y bienvenidos todos a la conferencia telefónica del tercer trimestre de 2023 de Canacol.

En el tercer trimestre, realizamos ventas de gas natural de 178 millones de pies cúbicos estándares por día, lo cual estuvo ligeramente por debajo del punto medio de nuestra directriz anual de 160 millones a 206 millones de pies cúbicos estándares por día. Después de las restricciones de capacidad de producción a corto plazo que comenzaron en la segunda semana de agosto de 2023, nuestras ventas han comenzado a recuperarse de 161 millones de pies cúbicos estándares por día en septiembre a 170 millones de pies cúbicos estándares por día en octubre. A pesar de una producción ligeramente inferior en volúmenes de ventas en comparación con trimestres anteriores, registramos fuertes ganancias netas de $4.14 por Mcf, mantuvimos sólidos márgenes operativos del 77%, reportamos un EBITDA récord de $62 millones y un flujo de fondos de las operaciones récord de $49 millones.

Hemos ejecutado una serie de medidas correctivas exitosas y estamos finalizando otras para llevar la producción de vuelta a los niveles normales a fines de noviembre. No esperamos que la situación tenga un impacto significativo en las operaciones generales y los resultados del año. Actualmente tampoco prevemos revisiones sustanciales de reservas en relación con las restricciones de capacidad de producción que estamos trabajando para resolver. Recuerden que nuestras reservas en nuestra área de producción principal generalmente se mantienen en campos con múltiples yacimientos apilados donde normalmente sólo producimos de un yacimiento a la vez en un pozo determinado. Una consecuencia de eso es que tenemos una gran cantidad de reservas desarrolladas pero no productivas que normalmente ponemos en producción para satisfacer la demanda de una manera escalonada.

Descargo de responsabilidad: Las transcripciones de las conferencias telefónicas de Canacol Energy Ltd. son proporcionadas por Chorus Call. Canacol Energy Ltd. no ha tomado ninguna medida para verificar la idoneidad, exactitud o integridad de la información aquí proporcionada y, bajo ninguna circunstancia, será responsable de cualquier inexactitud u omisión en dicha información o datos.

En los últimos meses, nos hemos centrado cada vez más en la perforación de desarrollo para asegurarnos de tener suficiente capacidad productiva para satisfacer la demanda y potencialmente aprovechar los fuertes precios en el mercado al contado que ya hemos visto y anticipamos que continuarán durante el primer trimestre de 2024 relacionados con el fenómeno de El Niño. Durante el trimestre, también anunciamos la cancelación de todo el proyecto de Medellín y el contrato de EPM y nuestra estrategia de crecimiento en Colombia y Bolivia.

Ahora le cedo la palabra a Jason Bednar, nuestro Vicepresidente Financiero, quien se referirá con más detalle a las finanzas del tercer trimestre.

Jason Bednar
Gracias, Charle. El tercer trimestre fue otro trimestre muy bueno, con fuertes ganancias netas de nuestras operaciones. Nuestra ganancia operativa neta de gas fue de $4.14 por Mcf en los 3 meses terminados en septiembre 30 de 2023, la cual es un 11% más alta que la del mismo período en 2022 y sustancialmente por encima de nuestra directriz de $3.81 a $3.84 en promedio para 2023. Estas elevadas ganancias netas se atribuyen principalmente a precios realizados relativamente altos. Seguimos alentados por la persistencia de precios robustos para el gas en Colombia.

Los gastos operativos fueron de $0.36 por Mcf en el tercer trimestre, sólo ligeramente superiores a los del trimestre anterior, y para los primeros 9 meses promediaron $0.32 en línea con los gastos operativos del año anterior. En términos porcentuales, nuestras regalías de gas también estuvieron más o menos en línea con las de trimestres anteriores, a 16.7% de los ingresos.

Para el tercer trimestre, reportamos $77 millones netos de regalías en transporte, lo que representa un aumento del 9% con respecto al tercer trimestre de 2022. El aumento fue impulsado por un aumento del 13% en los precios realizados, ligeramente compensado por una disminución del 3% en los volúmenes de ventas.

El EBITDAX de $62 millones representa un aumento del 11% con respecto al mismo período en 2022 y también representa una nueva generación récord de EBITDAX. Destacaré de nuevo la tendencia a largo plazo de crecimiento constante del EBITDAX en los últimos 8 años.

Los fondos ajustados provenientes de las operaciones fueron de $49 millones, lo que representa un aumento del 26% con respecto al mismo período en 2022 y también representa un nuevo récord para la compañía. También quiero destacar la tendencia a largo plazo de crecimiento constante del flujo de fondos en constante crecimiento en los últimos 8 años. El gráfico también muestra el aumento del flujo de fondos en el tercer trimestre en relación con la primera mitad del año, con un aumento sustancial en el tercer trimestre debido a ganancias netas más altas, así como a impuestos en efectivo significativamente más bajos.

El gasto de impuesto corriente promedió $25 millones para cada uno de los trimestres primero y segundo y fue de sólo $10 millones en el tercer trimestre a pesar del EBITDA récord como resultado de nuestro plan de reestructuración que ahora se ha completado en gran medida. Como he detallado en conferencias anteriores, anticipo que continuaremos viendo impuestos en efectivo significativamente más bajos ahora que se han implementado los principales pasos de la reestructuración corporativa que comenzó el año pasado. Recuerden que en el segundo trimestre del año pagamos un gasto de impuesto corriente extraordinario de $65 millones, combinado con el reconocimiento de un nuevo activo por impuestos diferidos de $202 millones, según lo indicado en nuestros estados financieros para el año terminado en 2022.

Por último, también informamos una pérdida neta de $0.5 millones para el tercer trimestre de 2023. La pérdida es totalmente atribuible a un deterioro único de $32 millones como resultado de la terminación del proyecto del ducto de Medellín. Dado que es difícil comparar ganancias no ajustadas para trimestres individuales, he incluido los materiales de la presentación en comparación con el ingreso neto del año hasta la fecha de $56.3 millones para 2023, lo que representa un aumento de más del 300% con respecto al período comparable en 2022.

Antes de darle la palabra de vuelta a Charle, también haré algunos comentarios sobre el gasto de capital a la fecha y las perspectivas para el resto del año, así como los niveles de deuda, que son muy similares a lo que mencioné

Descargo de responsabilidad: Las transcripciones de las conferencias telefónicas de Canacol Energy Ltd. son proporcionadas por Chorus Call. Canacol Energy Ltd. no ha tomado ninguna medida para verificar la idoneidad, exactitud o integridad de la información aquí proporcionada y, bajo ninguna circunstancia, será responsable de cualquier inexactitud u omisión en dicha información o datos.

en la conferencia sobre resultados del segundo trimestre en agosto. Nuestros gastos de capital en efectivo de $143 millones para los primeros 9 meses representan aproximadamente el 88% del extremo superior de nuestra previsión de presupuesto original de gastos de capital de $163 millones para 2023. El gasto de capital de $143 millones para 9 meses incluye $19 millones de inventario de bodega a septiembre 30, según lo exigido por las NIIF, incluyendo una cabeza de pozo y materiales de revestimiento para Pola y otros pozos futuros. Como se esperaba y como resultado de ese gasto en inventario que se completó principalmente durante la primera mitad del año, pudimos reportar un gasto de capital ligeramente inferior de $44 millones en el tercer trimestre en comparación con $50 millones por trimestre en los primeros 2 trimestres del año, a pesar de mayores actividades a nivel de campo en el tercer trimestre. Ahora anticipamos que nuestro gasto de capital total para 2023 estará en el rango de $190 millones a $200 millones, lo que, como acabo de mencionar, incluye un inventario significativo y un gasto anticipado para actividades planeadas en 2024.

La razón principal del aumento del gasto de capital en comparación con el presupuesto original es, en primer lugar, la aceleración del gasto en perforación de desarrollo con el fin de aumentar la capacidad de producción a corto plazo para aprovechar la atractiva dinámica del mercado y compensar los problemas de producción a corto plazo que hemos experimentado. Por lo tanto, ahora estamos anticipando perforar hasta 14 pozos durante 2023. Algunos de los pozos de exploración originales fueron presupuestados para perforación y prueba solamente, por lo que el desarrollo de estos pozos requirió costos adicionales de conexión. Y, por último, el gasto anticipado en materiales, en preparación para las actividades de 2024, parte de lo cual fue la adquisición oportunista de materiales generales para campos petrolíferos a precios atractivos, incluyendo la adquisición de materiales especializados para el pozo Pola, que fue particularmente sustancial.

Con respecto al apalancamiento, la razón de apalancamiento de nuestra deuda neta a EBITDA fue de 2.6 veces para los últimos 12 meses a septiembre 30, ligeramente inferior a 2.7 veces a junio 30 debido a mayores niveles de EBITDA. La evolución de esta razón en el futuro dependerá de una serie de factores que incluyen, en primer lugar, la demanda de gas como motor clave de los ingresos y, por lo tanto, también del EBITDA, y dependerá de los niveles de gasto de capital y deuda neta, teniendo en cuenta que, aunque no proporcionaremos una directriz precisa hasta el próximo mes, anticipamos un menor gasto en la Cuenca del Bajo Magdalena en 2024.

Con nuestro pago único de impuestos en efectivo ahora detrás de nosotros y a pesar de un gasto de capital anticipado más alto que lo que presupuestamos originalmente, mi expectativa sigue siendo que nuestra razón de apalancamiento disminuirá a aproximadamente 2.5 veces al final del año. Para refrescar la memoria de todos, nuestro pacto de razón de apalancamiento de bonos está en 3.25 veces y el rotativo está en 3.5 veces. Así, estamos dentro de esas restricciones del pacto.

Finalmente, a septiembre 30, teníamos $44 millones en efectivo y $55 millones sin usar en nuestra línea de crédito rotativo.

Con esto concluyen mis comentarios. Ahora le doy la palabra de vuelta a Charle.

Charle Gamba
Gracias, Jason. Nuestros resultados para el tercer trimestre una vez más demostraron márgenes operativos altos y estables, con resultados récord en términos de EBITDA y flujos de fondos provenientes de las operaciones. Para el resto de 2023, seguimos enfocados en elevar la capacidad de producción para la mayor demanda asociada con el fenómeno de El Niño en el primer trimestre de 2024. De cara a 2024, nos centraremos en tres vías principales de crecimiento que son aumentar las ventas de gas en el mercado del Caribe a través de la infraestructura de transporte existente; explorar los 6.6 Tcf de potencial de recursos de gas de riesgo que hemos identificado en nuestros bloques en el Valle del Magdalena Medio; y, por último, comenzar operaciones de producción de gas en Bolivia.

Con respecto a nuestros activos en el Bajo Magdalena, esperamos reducir nuestro gasto de exploración pues ya no necesitamos suministrar gas al interior. Sin embargo, vemos el potencial de aumento de las ventas de gas al Caribe a través de la infraestructura de transporte existente, que actualmente tiene una capacidad de alrededor de 270 millones de pies cúbicos estándares por día, pues el suministro de los campos heredados de Ecopetrol

Descargo de responsabilidad: Las transcripciones de las conferencias telefónicas de Canacol Energy Ltd. son proporcionadas por Chorus Call. Canacol Energy Ltd. no ha tomado ninguna medida para verificar la idoneidad, exactitud o integridad de la información aquí proporcionada y, bajo ninguna circunstancia, será responsable de cualquier inexactitud u omisión en dicha información o datos.

continúa disminuyendo.

Con respecto a nuestros activos en el Magdalena Medio, estamos planeando perforar el pozo de exploración Pola-1 para probar el potencial de un yacimiento cretácico de gas profundo. El prospecto Pola ha estimado un recurso prospectivo medio de 1.1 Tcf sobre una base sin riesgo y de 470 Bcf sobre una base de riesgo. Pola-1 es 1 de 17 prospectos similares que hemos identificado en nuestra área en el Valle del Magdalena Medio que contienen aproximadamente 6.6 Tcf sobre una base de riesgo medio. Pola-1 se encuentra a menos de 10 kilómetros del gasoducto operado por TGI que transporta gas desde los campos de gas maduros en el norte de Colombia hasta el interior de Colombia y actualmente tiene aproximadamente 260 millones de pies cúbicos estándares por día de capacidad ociosa, lo que significa que cualquier descubrimiento realizado en Pola-1 puede comercializarse y venderse rápidamente en el mercado interno en Colombia.

Finalmente, con respecto a nuestra entrada estratégica en Bolivia, vemos el potencial allí para crear una nueva base de producción de gas importante para la compañía, igual, esperamos, a la de Colombia en el mediano plazo. Debido a años de inversión insuficiente, las reservas y la producción de gas de Bolivia han ido disminuyendo, con una producción actual de gas de aproximadamente 1.500 millones de pies cúbicos por día, 70% de los cuales exportado a Brasil y Argentina. Estas exportaciones de gas son una parte clave de la economía boliviana, representando aproximadamente 1/3 del valor total de las exportaciones del país.

En los últimos años, esto ha hecho que los precios del gas en Bolivia se vean impulsados por los precios del gas en Brasil, donde la demanda de gas está creciendo, mientras que la producción nacional parece estancada, haciendo que Brasil dependa del GNL importado y de las importaciones de gas boliviano para satisfacer la demanda. Como resultado, los precios del gas en Bolivia están en el rango de $10 a $15 por Mcf en boca de pozo. Cabe destacar que el mercado boliviano está conectado con Brasil por el ducto GASBOL, que tiene una capacidad de 1.100 millones de pies cúbicos por día, de los cuales aproximadamente el 35% está actualmente subutilizado.

En forma similar a nuestra decisión de entrar en el mercado de gas colombiano en 2012, Bolivia también ha experimentado inversión insuficiente en exploración durante las últimas dos décadas, lo que ha resultado en una producción de gas decreciente de grandes descubrimientos realizados hace décadas y una capacidad ociosa significativa en la infraestructura de procesamiento y transporte de gas. A diferencia de Colombia, Bolivia tiene la ventaja de poder exportar grandes cantidades de gas a mercados internacionales, principalmente Brasil. Después de cuatro años de trabajar con la compañía petrolera estatal, YPFB, ahora estamos firmando tres contratos y estamos buscando la aprobación del gobierno para un contrato adicional que tiene un significativo proyecto de redesarrollo de campos de gas. La producción potencial de gas de estos bloques debería ser relativamente fácil de comercializar, pues todos ellos están ubicados a lo largo de las principales rutas de los gasoductos, incluyendo la exportación a Brasil. Esperamos comenzar la inversión en operaciones en 2024, con la primera producción de gas prevista para 2025, con requisitos de capital a corto plazo relativamente bajos de solamente $27 millones en los próximos 5 años.

Tengan en cuenta que, como solemos hacer todos los años, anticipo que publicaremos nuestra directriz para 2024 en diciembre de este año. Y hasta que hayamos finalizado nuestros planes y recibido la aprobación de la Junta, no estaremos en condiciones de proporcionar una directriz precisa para el próximo año.

Ahora estamos listos para responder preguntas.

PREGUNTAS Y RESPUESTAS

Operador
Gracias. Para hacer una pregunta, pueden presionar asterisco y luego uno en su teléfono de tonos. Si están usando un altavoz, por favor levanten su auricular antes de presionar las teclas. Para retirar su pregunta, presionen asterisco y luego dos. En este momento haremos una pausa momentánea para armar nuestra lista.

Descargo de responsabilidad: Las transcripciones de las conferencias telefónicas de Canacol Energy Ltd. son proporcionadas por Chorus Call. Canacol Energy Ltd. no ha tomado ninguna medida para verificar la idoneidad, exactitud o integridad de la información aquí proporcionada y, bajo ninguna circunstancia, será responsable de cualquier inexactitud u omisión en dicha información o datos.

Y la primera pregunta viene de Oriana Covault, de Balanz.

Oriana Covault
Soy Oriana Covault, de Balanz. Tengo tres preguntas. La primera es con respecto al promedio de ventas que están viendo actualmente. Si entendí correctamente, las ventas actuales son de alrededor de 170 millones de pies cúbicos por día y un [indiscernible] de los 180 millones que compartieron cuando hicieron la actualización de negocios. Así que, sólo para entender, ¿cómo están viendo las ventas?, ¿podrían comentar algo de esto? Y ¿están cumpliendo sus contratos en este momento?

Charle Gamba
Sí. El promedio de ventas actualmente está un poco por encima de 180 millones. Las últimas dos semanas de octubre fueron bastante húmedas aquí en Colombia, con bastante lluvia, lo que significa un mayor nivel de generación hidroeléctrica, por lo que las ventas de gas fueron menores durante la segunda quincena de octubre. Pero las cosas se han secado en la última semana aquí en Colombia y las ventas de gas han vuelto a esos niveles.

Oriana Covault
Bien, entendido. Y ahora, sólo para hacer un seguimiento de su capacidad contratada, ¿actualmente están cumpliendo todos estos contratos? Y ¿cuándo esperan volver a vender en el mercado al contado?

Charle Gamba
Sí, esperamos volver a las condiciones operativas normales a finales de noviembre, cuando veremos cómo las ventas de gas volviendo al mercado al contado.

Oriana Covault
Entendido. Y básicamente viendo estos cambios en su promedio de ventas, parece que, de acuerdo con los datos históricos de gas, su participación de mercado en el Caribe ha caído a alrededor del 35% en el último trimestre. Así, sólo para confirmar con ustedes, ¿cuál sería un nivel cómodo para ustedes? Y ¿a qué apuntan, teniendo en cuenta que antes de este último trimestre tenían alrededor del 50% de participación de mercado en el Caribe?

Charle Gamba
Estamos apuntando a un promedio de ventas de gas entre 160 millones y 206 millones de pies cúbicos por día.

Oriana Covault
Entendido. Y sólo una última de este tipo, ustedes mencionaron en la última conferencia sobre ganancias que participarían en otro contrato de Tesorito 1. Así, sólo para entender, ¿hay alguna actualización al respecto? ¿Pueden – proceso de licitación? ¿Hay algún detalle que puedan compartir al respecto?

Charle Gamba
Sí, la convocatoria para generación adicional de energía organizada por la UPME ha sido retrasada hasta febrero del próximo año, por lo que continuamos analizando varios proyectos. Nuestro proyecto de Tesorito-1 con Celsia ha funcionado muy, muy bien. Estamos muy complacidos con los resultados del proyecto que hemos ejecutado con Celsia y estamos viendo con interés la posibilidad de participar en esa ronda de licitación en febrero. Pero, por el momento, esa ronda se ha retrasado en varias ocasiones, con el último retraso ahora fijando la fecha de la licitación para algún momento en febrero del próximo año.

Operador
Y la siguiente pregunta viene de Mark Higiby, de Blue Base.

Marcos Higiby
Sólo quería preguntar, y disculpas si lo mencionaron porque perdí la conexión por un momento, pero ¿podrían proporcionar un poco más de información sobre los problemas operativos que hemos visto en el último par de meses? Y mencionaron que esperan que la producción vuelva a los niveles normales a fines de noviembre, pero ¿se espera que provenga de nuevos pozos de producción o se espera parcialmente que sea de algunos de los

Descargo de responsabilidad: Las transcripciones de las conferencias telefónicas de Canacol Energy Ltd. son proporcionadas por Chorus Call. Canacol Energy Ltd. no ha tomado ninguna medida para verificar la idoneidad, exactitud o integridad de la información aquí proporcionada y, bajo ninguna circunstancia, será responsable de cualquier inexactitud u omisión en dicha información o datos.

mismos pozos de producción que estaban teniendo problemas? ¿Hay alguna forma de tener detalles sobre cuántos pozos estaban teniendo problemas y en qué campos, etc.? Y si no es así, ¿cuál es la razón para no compartir los detalles adicionales? También sería útil para que entendamos.

Charle Gamba
Sí, tuvimos dos problemas de producción. Uno estuvo asociado con las instalaciones de tratamiento de gas, algunos problemas técnicos con algunos de los equipos de procesamiento de gas. Y el segundo, una fuga de agua en dos de nuestros campos menores, campos de menor producción o campos de producción más pequeños, una fuga de agua temprana. Para abordar esos problemas, ejecutamos una serie de reparaciones técnicas en las instalaciones que ahora están funcionando correctamente. Y hemos trabajado en algunos de esos pozos menores, además de perforar algunos pozos de desarrollo adicionales en nuestros campos productores principales que hemos comentado públicamente en nuestros comunicados de prensa.

Marcos Higiby
Bien. Lo siento. Eso es muy útil. Entonces, tal vez para hacer mi pregunta de otra manera, ¿los pozos que estaban teniendo problemas ahora están completamente de vuelta para producir los mismos volúmenes de antes tras las reparaciones o al menos esperan que estén en ese nivel para fines de noviembre? ¿O sólo han logrado recuperar una cantidad parcial de los volúmenes que estaban produciendo antes de que comenzaran los problemas operativos, aparte de la instalación de tratamiento de gases?

Charle Gamba
Esos campos menores, esos pozos han sido reacondicionados. Volvimos a entrar en esos pozos y los trabajamos para cambiar zonas, para zonas de producción menos profundas. Están produciendo a un ritmo más bajo que el que tenían originalmente en diferentes zonas. Y, como mencioné, hemos perforado algunos pozos de desarrollo adicionales en algunos de nuestros campos productores principales, para recuperar esas pérdidas de producción.

Operador
Y la siguiente pregunta viene de Kevin Salisbury, de Ninety One Asset Management.

Kevin Salisbury
Sólo una pregunta rápida. No sé si pueden comentar, pero sobre la rebaja de la perspectiva de Fitch, hablando con ellos, se han basado en que, efectivamente, los acuerdos en firme se reducirán a alrededor del 50% para 2026 y su afirmación fue que hicieron la declaración y ustedes no se opusieron cuando se mostró el informe. ¿Pueden comentar sobre sus expectativas de su proporción de acuerdos en firme en el futuro, y si tienen la intención de rechazar esta restricción en el futuro?

Jason Bednar
Sí, claro. Fitch estaba un nivel por encima tanto de Moody's como de S&P. Así, la rebaja de un nivel los puso en línea con los otros dos. Por supuesto, los otros dos no han cambiado su opinión ni su perspectiva.

Con respecto a la asunción de Fitch de que nuestros acuerdos en firme solamente serán del 50% para 2026, normalmente hemos contratado el 80% de nuestros volúmenes esperados en acuerdos en firme de cara a El Niño, o ahora que estamos en El Niño y de cara al nuevo año contractual del 1 de diciembre, es posible que no hagamos todo el 80%. Todavía quedan otros 20 días en este mes para firmar otros contratos, pero no espero que eso se desvíe significativamente de ese plan histórico después de El Niño. Los precios están relativamente altos y están subiendo en los contratos a largo plazo, así que seremos oportunistas al abordarlos.

Operador
Y la siguiente pregunta es de Daria Lima, de Bloomberg Intelligence.

Daria Lima
Felicitaciones por un buen trimestre. Tengo entendido que ustedes renegociaron sus precios en diciembre. ¿Están buscando asegurar precios más altos para los volúmenes de contratos fijos en diciembre? Y si es así, ¿pueden

Descargo de responsabilidad: Las transcripciones de las conferencias telefónicas de Canacol Energy Ltd. son proporcionadas por Chorus Call. Canacol Energy Ltd. no ha tomado ninguna medida para verificar la idoneidad, exactitud o integridad de la información aquí proporcionada y, bajo ninguna circunstancia, será responsable de cualquier inexactitud u omisión en dicha información o datos.

darnos algún detalle sobre la prima potencial?

Charle Gamba
Bueno, normalmente, con respecto a nuestros volúmenes contratados, volúmenes en firme, un porcentaje de ellos expira en noviembre 30, y nosotros renegociamos y ampliamos esas líneas con los clientes o buscamos otros clientes, o dejamos esos volúmenes no ocupados para venderlos en el mercado al contado. Así, este 30 de noviembre, aproximadamente 40 millones de pies cúbicos por día de volúmenes en firme expirarán y actualmente estamos viendo y analizando nuestra estrategia con respecto a qué porcentaje de esos volúmenes nos gustaría renovar a precios más altos en lugar de no renovarlos y quedar expuestos a las condiciones del mercado al contado.

Así, en este momento, creo que es bastante seguro decir que probablemente buscaremos una mayor exposición a los precios del mercado al contado, pues anticipamos que la demanda y los precios serán bastante altos durante el primer trimestre y el segundo trimestre del próximo año debido al efecto de El Niño.

Daria Lima
Eso es útil. Sólo un par de preguntas más de mi parte. Por el lado de la producción, ustedes dijeron que están buscando normalizar la producción para fines de noviembre. ¿Quieren decir que llegaremos a 206 Mcf por día?

Charle Gamba
Sí, esperamos lograr condiciones normales que estén al día con nuestra directriz de 160 millones a 206 millones de pies cúbicos por día.

Daria Lima
Eso es útil. Y sólo una última cosa de mi parte. Por el lado de Bolivia, ¿podrían hablar tal vez un poco sobre la competencia en el área? Por ejemplo, como la construcción del nuevo ducto en Argentina, ¿eso ofrecería competencia de suministro a los países vecinos? Si puede comentar sobre eso.

Charle Gamba
Sí. Con respecto a competencia aguas arriba, hay muy poca. En realidad solamente las grandes empresas e YPFB están involucradas en actividades de exploración y producción en Bolivia. No hay empresas pequeñas o medianas activas allí, aparte de Occi, Occidental Petroleum, que tiene una operación histórica allí.

Con respecto a dónde va el gas de Bolivia, el 70% del gas se exporta tanto al norte de Argentina como a Brasil. Con respecto a la producción de gas argentino, obviamente va a aumentar debido al esquisto y ha habido planes durante mucho tiempo para revertir el gasoducto de exportación de Bolivia al norte de Argentina, para revertir ese gasoducto de modo que el gas pueda fluir hacia Bolivia y luego hacia Brasil. Pero, independientemente, vemos una perspectiva muy sólida para la demanda en Brasil, en particular.

Obviamente, Bolivia estará muy interesada en comercializar sus propias reservas de gas antes que el gas importado proveniente de Argentina, por ejemplo. Así, con base en las perspectivas relativamente sólidas de demanda, particularmente en Brasil, la capacidad en esa línea de exportación a Brasil y la preferencia del gobierno boliviano de comercializar sus propias reservas de gas antes que las reservas de gas importadas, nos sentimos bastante cómodos con Bolivia como una jurisdicción muy buena para nosotros para invertir en operaciones de gas natural.

Operador
Y la siguiente pregunta viene de Alvin Lim con Morgan Stanley.

Alvin Lim
Sólo tengo una pregunta sobre el gasto de capital. La actividad de exploración del tipo de Pola-1, entiendo que es para una buena presencia de gas en el Bajo Magdalena. ¿Cuál sería la diferencia en gasto de capital en la exploración de Pola-1 frente a las actividades de exploración en el Magdalena Medio? Entiendo que la directriz formal será publicada el próximo mes y no estoy buscando una directriz precisa aquí, pero sólo para entender

Descargo de responsabilidad: Las transcripciones de las conferencias telefónicas de Canacol Energy Ltd. son proporcionadas por Chorus Call. Canacol Energy Ltd. no ha tomado ninguna medida para verificar la idoneidad, exactitud o integridad de la información aquí proporcionada y, bajo ninguna circunstancia, será responsable de cualquier inexactitud u omisión en dicha información o datos.

direccionalmente, considerando el cambio en la combinación del gasto de capital para el próximo año, ¿deberíamos esperar algo más cercano al nivel histórico de gasto de capital antes de 2022? O, dadas las nuevas oportunidades de exploración en el Bajo Magdalena, ¿el gasto de capital general no debería desviarse demasiado de las cifras recientes que vimos en 2022 y 2023?

Charle Gamba
Jason, estas son preguntas de gasto de capital.

Jason Bednar
Sí, claro. Si entiendo la pregunta correctamente, el pozo Pola, siendo el primer pozo en ese campo en particular, obviamente un pozo de exploración, tendrá un costo de perforación de aproximadamente $30 millones. Algunos de nuestros pozos en el Magdalena Medio están en algún lugar en el rango de $4.5 millones a $6 millones, dependiendo de si estamos perforando una plataforma existente. Obviamente, los pozos de seguimiento de Pola, si no hay [indiscernible] la torre y si son de una plataforma existente, tendrían un costo inferior a los $30 millones que se espera que cueste el primer pozo.

Charle Gamba
Creo que había una pregunta sobre los niveles de gasto de capital para el próximo año, Jason.

Jason Bednar
Perdón. Sí. Los niveles de gasto de capital del próximo año en el Bajo Magdalena serán significativamente menores que los niveles de este año. Obviamente, vamos a agregar aproximadamente $30 millones para el pozo Pola. Y dependiendo del tiempo, actualmente estamos presupuestando que Bolivia tenga alrededor de $5 millones de gasto de capital en la segunda mitad del año, pero eso dependerá del tiempo.

Operador
Y la siguiente pregunta viene de Josef Schachter, de Schachter Energy Research.

Josef Schachter
Buenos días, Charles y Jason. Lo primero, volviendo a Bolivia, agradezco el comentario, Jason, sobre los $5 millones para el segundo semestre de 2024 con base en el tiempo. Pensando en 2025/26, ¿estamos ante algo así como a finales del 2025, un par de miles de BOE al día y tal vez 5,000 a 10,000 BOE en 2026? ¿Es esa la clase de magnitud que deberíamos tener en cuenta si tienen éxito con la broca?

Charle Gamba
Sí Joe. Con base en los cuatro contratos en los cuales tenemos interés y que firmamos, tres de ellos firmados y uno aún por firmar, estamos apuntando a una base de producción y reservas igual a la que tenemos actualmente en Colombia en un plazo de 3 a 5 años. Y eso se basa en una oportunidad de redesarrollo de un campo de bajo riesgo que será el foco de nuestra inversión principal a finales de 2024 y 2025 para volver a desarrollar ese campo y volver a ponerlo en producción. Y luego las actividades de exploración alrededor de ese campo, así como en los otros bloques, para aumentar la producción. Entonces yo diría que esperamos que dentro de 3 a 5 años tengamos un perfil de producción similar al que tenemos actualmente en Colombia con base en esos activos. Ese es el objetivo.

Josef Schachter
Bien, eso es muy alentador. Jason, una para ti. Sobre la directriz de deuda en diciembre, por supuesto, dijiste que enviarías toda la directriz para 2024. ¿Vas a darnos algún tipo de directriz sobre cómo ves la deuda en 2024, 2025 y 2026 para llevar esos números a 1.5 veces o menos la deuda sobre el EBITDA?

Jason Bednar
Sí. Creo que, cuando publiquemos nuestro presupuesto para 2024, daremos alguna directriz sobre cuánta deuda pagaremos durante ese año. Obviamente, se anticipan algunos ingresos inesperados, como los provenientes de precios significativamente más altos durante El Niño, por lo que habrá algunas suposiciones allí. Y supongo que

Descargo de responsabilidad: Las transcripciones de las conferencias telefónicas de Canacol Energy Ltd. son proporcionadas por Chorus Call. Canacol Energy Ltd. no ha tomado ninguna medida para verificar la idoneidad, exactitud o integridad de la información aquí proporcionada y, bajo ninguna circunstancia, será responsable de cualquier inexactitud u omisión en dicha información o datos.

tendremos una discusión a nivel de la Junta si planeamos dar una directriz más larga con respecto a los pagos en los próximos años.

Josef Schachter
Bien. Y la última para mí. El mercado está votando que probablemente van a recortar el dividendo entre 1/3 y 1/2. No hay ningún comentario aquí. ¿Es esto algo que saldrá con los anuncios de diciembre? ¿Y por qué no estaba aquí, dada la significativa revalorización de las acciones en los mercados en los últimos 1.5 meses?

Jason Bednar
Creo que mencioné en la última conferencia que hay una discusión sobre dividendos cada trimestre. El próximo dividendo lo declaremos el 15 de diciembre o cerca de esa fecha, y la Junta analizará las circunstancias actuales y las proyecciones futuras. El 15 de diciembre casualmente es el tiempo en que normalmente publicamos nuestro presupuesto para 2024, así que lo tendrán frente a ellos junto con los nuevos contratos firmados. Este trimestre, a pesar de las interrupciones de la producción, fue un EBITDA récord para nosotros, ¿verdad? Así que considerarán todo. Y supongo que, una vez más, aproximadamente el 15 de diciembre es cuando se tomará esa decisión.

Operador
Y la siguiente pregunta viene de Till Moewes, de Schroders.

Hasta Moewes
Felicitaciones por los resultados. ¿Pueden explicar un poco qué significa la amortización del costo de producción de las emisiones que han tenido con respecto a su tasa de reemplazo de reservas para el año? Podría imaginar que, con la producción siendo el foco, podría haber una tasa de reemplazo de reservas más baja, pero podría haber factores compensatorios. Así que agradezco mucho sus comentarios.

Charle Gamba
Sí. Con base en nuestro enfoque en las oportunidades de perforación de desarrollo este último trimestre y el hecho de que estamos perforando dos pozos de desarrollo hasta el final del año, esperamos una razón de reemplazo de reservas más baja con base en el ritmo más lento de perforación de exploración. Añadiría que el año que viene, como creo que he mencionado, vamos a desacelerar el ritmo de las perforaciones de exploración en el Valle del Bajo Magdalena; sin embargo, estamos agregando algunos objetivos de exploración importantes en el Valle del Magdalena Medio y en Bolivia. Así, en respuesta a su pregunta, diría que sí, esperamos una razón de reemplazo de reservas más baja este año debido al cambio hacia la perforación de desarrollo. Sin embargo, el próximo año, anticipamos una razón de reemplazo de reservas bastante agresiva en el Valle del Magdalena Medio y en Bolivia, pero no en el Valle del Bajo Magdalena.

Hasta Moewes
¿Puede proporcionar alguna cifra aproximada aquí?

Charle Gamba
No.

Operador
Gracias. Y en este momento quisiera darle la palabra de vuelta a Carolina Orozco para las preguntas por internet.

Carolina Orozco
La primera pregunta es de Katerina Shelez, de Rimborg Family Office. "¿La compañía tiene planes de comprar bonos en el mercado? ¿Qué opina de los precios de mercado actuales de sus bonos?

Jason Bednar
No haré comentarios sobre el precio de mercado actual de los bonos. Todos sabemos que ha sido un mercado difícil recientemente.

Descargo de responsabilidad: Las transcripciones de las conferencias telefónicas de Canacol Energy Ltd. son proporcionadas por Chorus Call. Canacol Energy Ltd. no ha tomado ninguna medida para verificar la idoneidad, exactitud o integridad de la información aquí proporcionada y, bajo ninguna circunstancia, será responsable de cualquier inexactitud u omisión en dicha información o datos.

Con respecto a los pagos de la deuda, obviamente, tomaremos una decisión sobre si primero nos ocuparemos o no del monto pendiente del rotativo, que obviamente es a una tasa más alta. Es SOFR más 4.5%. Las tasas de interés de nuestros bonos son sólo del 5.75%, pero, por supuesto, podríamos volver a comprarlos a lo que estén ahora, $0.72 o $0.75 por dólar. Así, esa decisión aún no ha sido tomada por la Junta.

Carolina Orozco
La siguiente pregunta es de Alexander Emery, de S&P Global Platts. "¿Hay una fecha de inicio más firme para los trabajos de exploración en Bolivia el próximo año y una ETA para el cuarto trimestre?"

Charle Gamba
Creo que mencioné anteriormente que estábamos considerando iniciar actividades en Bolivia en el cuarto trimestre del próximo año y creo que Jason mencionó que la perspectiva es de hasta $5 millones de gastos relacionados con esas actividades. Anticipamos que esos $5 millones se destinarán a trabajo en los pozos existentes para volver a ponerlos en producción y la construcción de algunas instalaciones iniciales de producción para comenzar a comercializar el gas.

Carolina Orozco
Tenemos una pregunta de Alex Monroy, de Jefferies. Jason, en caso de que quieras agregar algo más, está pidiendo: "Por favor, especifiquen cuánta reducción de deuda esperan realizar y el momento, como mencionaron anteriormente".

Jason Bednar
Una vez más, eso saldrá en nuestra directriz en diciembre en relación con 2024. Y parte de eso, por supuesto, dependerá en últimas de cuánto tiempo se mantendrán estos precios elevados con respecto a El Niño. Pero actualmente se planea una reducción de deuda significativa en el presupuesto y en las cifras preliminares del presupuesto.

Carolina Orozco
La siguiente pregunta es de Agustín Buenoserra [ph], de Prime Bridge. "¿Podrían por favor darnos un poco de información sobre el aumento de cuentas por pagar y la reducción de cuentas por cobrar durante el trimestre?"

Jason Bednar
Sí, no hay nada inadecuado con eso. Me refiero a las cuentas por pagar y por cobrar, son sólo problemas de tiempo. No ha habido gestión de ellas per se. Es estrictamente una cuestión de tiempo. Con los elevados niveles de gasto de capital de este año en comparación con años anteriores, es sólo el momento en que se pagan. Pero todo se ha pagado en términos regulares. No es algo que estemos gestionando activamente en absoluto.

Carolina Orozco
El siguiente es de Manuela Choria [ph], de Compass Group. "¿Pueden comentar sobre sus prioridades de gasto de capital para el cuarto trimestre, dado que la cifra de ejecución del tercer trimestre estuvo de alguna manera por debajo de la tendencia anual?"

Jason Bednar
Sí. Terminamos el tercer trimestre con $144 millones de gastos de capital. Dado que nuestra directriz es de $190 millones a $200 millones de gasto de capital, supongo que las matemáticas serían de $46 millones a $56 millones. El cuarto trimestre, para comentar sobre eso específicamente, supongo que vamos a ver dos pozos de desarrollo, como se señaló en nuestro comunicado de prensa, que son Nelson-16 y Pandereta-10.

Carolina Orozco
Y tenemos una última pregunta de Alex Marrucho, de Lord Abbett. "Por favor, pueden explicar el razonamiento por el cual no esperan una reducción sustancial de la vida de las reservas debido a la entrada de agua en los campos que causó los recientes problemas de producción?"

Descargo de responsabilidad: Las transcripciones de las conferencias telefónicas de Canacol Energy Ltd. son proporcionadas por Chorus Call. Canacol Energy Ltd. no ha tomado ninguna medida para verificar la idoneidad, exactitud o integridad de la información aquí proporcionada y, bajo ninguna circunstancia, será responsable de cualquier inexactitud u omisión en dicha información o datos.

Charle Gamba
Sí. Como mencioné con respecto a una pregunta anterior, la entrada de agua afectó a un par de pozos en uno de nuestros campos menores. Nuestros campos más grandes, que contienen más del 80% del grueso de nuestras reservas, 85% del grueso de nuestras reservas, que son Nelson, Clarinete, Pandereta, Aguas Vivas, antiguos campos productores donde se encuentra el grueso de nuestras reservas, no están afectados. Han estado funcionando muy bien y según lo previsto. Y, de hecho, con base en algunas de las perforaciones recientes que hemos realizado en Nelson y en Pandereta y Clarinete, también estamos viendo algunas buenas ventajas adicionales en esos campos. Por esa razón, no esperamos ningún cambio sustancial en nuestra base de reservas.

Carolina Orozco
Bien. Por favor, dennos un minuto; estamos a la espera de ver si hay preguntas adicionales.

CONCLUSIÓN

Operador
Una vez más, si desean hacer una pregunta por teléfono, por favor presionen asterisco y luego uno. Bueno, esto concluye la sesión de preguntas y respuestas, así como la conferencia. Muchas gracias por asistir a la presentación de hoy. Ahora pueden desconectar sus líneas. Que tengan un buen día.

Descargo de responsabilidad: Las transcripciones de las conferencias telefónicas de Canacol Energy Ltd. son proporcionadas por Chorus Call. Canacol Energy Ltd. no ha tomado ninguna medida para verificar la idoneidad, exactitud o integridad de la información aquí proporcionada y, bajo ninguna circunstancia, será responsable de cualquier inexactitud u omisión en dicha información o datos.