

Canacol Energy Ltda.

Resultados Financieros de Fin del Año 2024

21 de marzo de 2025, a las 10:00 a.m. Hora del Este

PARTICIPANTES CORPORATIVOS

Carolina Orozco – *Vicepresidente de Relaciones con Inversionistas*

Charle Gamba – *Presidente y Director Ejecutivo*

Jason Bednar – *Vicepresidente Financiero*

PRESENTACIÓN

Operador

Buenos días y bienvenidos a la Conferencia Telefónica de Resultados Financieros de Fin del Año 2024 de Canacol Energy. Todos los participantes estarán en modo de solo escucha. Si necesita ayuda, por favor indíquelo a un especialista de conferencia presionando la tecla asterisco seguida de cero. Después de la presentación de hoy habrá oportunidad de hacer preguntas. Hoy solamente aceptaremos preguntas provenientes de la transmisión a través de la red. Por favor tengan en cuenta que este evento está siendo grabado.

A continuación cedo la palabra a Carolina Orozco, Vicepresidente de Relaciones con Inversionistas. Por favor, adelante.

Carolina Orozco

Buenos días y bienvenidos a la conferencia telefónica de resultados financieros del cuarto trimestre y del año fiscal 2024 de Canacol. Soy Carolina Orozco, Vicepresidente de Relaciones con Inversionistas. Estoy con el Sr. Charle Gamba, Presidente y Director Ejecutivo, y el Sr. Jason Bednar, Vicepresidente Financiero.

Antes de comenzar, es importante mencionar que los comentarios en esta conferencia por parte de la alta gerencia de Canacol pueden incluir proyecciones del desempeño futuro de la compañía. Estas proyecciones no constituyen compromiso en cuanto a resultados futuros, ni tienen en cuenta riesgos o incertidumbres que podrían materializarse. En consecuencia, Canacol no asume responsabilidad en caso de que los resultados futuros difieran de la proyección compartida en esta conferencia telefónica.

Por favor, tengan en cuenta que todas las cifras financieras de esta conferencia están denominadas en dólares de EE. UU.

Comenzaremos la presentación con nuestro Presidente y Director Ejecutivo, el Sr. Charle Gamba, quien resumirá los aspectos destacados de los resultados del año fiscal 2024 de la corporación. A continuación, el Sr. Jason Bednar, nuestro director financiero, discutirá los aspectos financieros destacados del cuarto trimestre de 2024. El Sr. Gamba cerrará con un análisis de la perspectiva de la compañía para lo que resta de 2025. Al final tendremos una sesión de preguntas y respuestas.

A continuación cedemos la palabra al Sr. Charle Gamba, Presidente y Director Ejecutivo de Canacol Energy.

Charle Gamba

Gracias Carolina. Y bienvenidos todos a la conferencia telefónica del cuarto trimestre y fin del año fiscal 2024 de Canacol. Nos complace informar que el año pasado fue récord para Canacol Energy, con un EBITDAX que alcanzó un nuevo máximo de \$296 millones, 25% más alto que el EBITDAX registrado en 2023. Nuestros precios realizados de gas natural para el año fueron de \$6,99 por mil pies cúbicos estándares, lo que generó ganancias netas de entre \$5,41 por mil pies cúbicos estándares, 32% más alto en comparación con el año pasado, a la vez manteniendo un sólido margen operativo del 77%.

En 2024, promediamos 165 millones de pies cúbicos estándares por día equivalentes de ventas de gas y petróleo, que incluyeron un promedio de 157 millones de pies cúbicos estándares por día de gas natural. A través de nuestro enfoque disciplinado para la administración del capital, continuaremos invirtiendo en proyectos claves enfocados en aumentar nuestra generación de EBITDAX y nuestra base de reservas, así como en reducir nuestra deuda. Durante 2024 invertimos \$122 millones en capital, 43% menos en comparación con el año anterior y por debajo de nuestra previsión para 2024 de \$138 millones.

Esta reducción se atribuye a los esfuerzos de perforación y eficiencia de costos durante el transcurso del año. Estas eficiencias de capital, combinadas con nuestro sólido desempeño financiero, nos permiten cerrar el año con una posición de efectivo de \$79 millones. La solidez de los precios de productos básicos, combinada con nuestro enfoque en la reducción de costos y la optimización de la producción, ha sido esencial para maximizar nuestra respuesta a la dinámica del mercado y lograr estos sólidos resultados.

Desde la perspectiva de la perforación, perforamos un total de cinco pozos de exploración y cinco pozos de desarrollo, y cuatro de los cinco pozos de exploración y todos los pozos de desarrollo fueron exitosos. También estamos revelando nuestras reservas de petróleo y gas y los volúmenes estimados para el año fiscal que termina el 31 de diciembre de 2024. A través de nuestros esfuerzos de perforación de exploración y desarrollo, logramos una razón de reemplazo de reservas 2P del 85%, con 53 mil millones de pies cúbicos en nuevos descubrimientos. Esto eleva nuestras reservas totales de 2P a 599 mil millones de pies cúbicos de gas equivalente.

El valor presente neto de los ingresos netos futuros de nuestras reservas 2P, descontado al 10%, se estima ahora en USD\$2.600 millones antes de impuestos y USD\$2.000 millones después de impuestos. Estas cifras representan un incremento de 21% y 13% respectivamente en comparación con el fin de año de 2023. El valor antes de impuestos se convierte a dólares canadienses, C\$109 por acción de valor de reserva y C\$79 por acción de valor neto de activos 2P, destacando el fuerte valor intrínseco de nuestra cartera de reservas. Además, con un Índice de Reservas de 10.2 años, nuestras reservas 2P sostendrán la producción a largo plazo, respaldando nuestro desarrollo continuo en proyectos de exploración futuros.

Finalmente, nos complace compartir los resultados de la Evaluación de Sostenibilidad Corporativa realizada por S&P Global. En esta rigurosa evaluación logramos un puntaje total de 75 puntos, ubicándonos como la cuarta mejor compañía entre 165 participantes en el sector de Exploración y Producción e Integrado del Negocio Global de Petróleo y Gas en todo el mundo. Logramos el octavo lugar en la dimensión Ambiental, mejorando tres posiciones con respecto al año pasado, el cuarto lugar en la dimensión Social, mejorando ocho posiciones con respecto al año pasado, y por segundo año consecutivo ocupamos el primer lugar en Gobierno.

Ahora cedo la presentación a Jason Bednar, nuestro Vicepresidente Financiero, quien se referirá a los resultados del cuarto trimestre de 2024.

Jason Bednar

Gracias Charle. El cuarto trimestre de 2024 fue otro trimestre muy fuerte para nosotros, con generación récord de EBITDAX y ganancias netas. Nuestro precio realizado de gas natural, neto de transporte, alcanzó los \$7,81 por Mcf durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2024, con gastos operativos que promediaron los \$0,45 por Mcf, 26% más bajos en comparación con el mismo periodo de 2023. Sobre la base de esta eficiencia de costos, y respaldados por nuestros sólidos precios realizados, logramos una ganancia operacional neta de gas natural récord de \$6,12 por Mcf, que es 39% más alta de un año a otro y es la ganancia neta trimestral más alta en la historia de la corporación.

Nuestro énfasis en la eficiencia operativa continúa fortaleciendo nuestros resultados financieros, lo que nos permite mantener los costos y los gastos de capital bajo control, y a la vez preservar sólidas medidas operacionales y financieras. Al mismo tiempo, como señaló Charle, la escasez de suministro de gas natural en Colombia refuerza nuestro sólido enfoque comercial, que equilibra contratos estables, en firme a largo plazo con una exposición de ventas saludable e interrumpible.

Durante el cuarto trimestre de 2024, generamos ingresos totales, netos de regalías y gastos de

transporte, de \$98,3 millones, que fueron un 23% más altos en comparación con \$79,7 millones para el mismo periodo en 2023. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones para el trimestre fueron en total de \$52,1 millones, un aumento del 68% con respecto a los \$31 millones del mismo periodo en 2023, impulsados en gran medida por un mayor EBITDAX.

El EBITDAX ajustado aumentó significativamente un 43%, alcanzando los \$76,1 millones para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2024, en comparación con los \$53,1 millones del mismo periodo de 2023. Este aumento fue impulsado principalmente por mayores ganancias operacionales netas para el gas natural.

La corporación realizó una pérdida neta de \$25,4 millones para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2024, en comparación con unos ingresos netos de \$29,9 millones en el mismo periodo de 2023. La pérdida neta para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024 fue el resultado de un gasto de impuesto de renta diferido no monetario de \$28,9 millones, en comparación con una recuperación de impuesto de renta diferido no monetario de \$31,7 millones en 2023, compensada por un aumento del EBITDAX. El gasto de impuesto diferido del cuarto trimestre de 2024 se debe principalmente al impacto cambiario en los fondos de impuestos y los fondos de capital no usados de la corporación.

Nuestros gastos de capital acumulados para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2024 fueron de \$28,6 millones, 60% más bajos que los \$72,2 millones del cuarto trimestre de 2023. Esta reducción refleja un menor gasto en inventario de almacén, perforación, reacondicionamiento de terminación y costos relacionados y adquisición de terrenos y sísmica, en línea con el compromiso de la corporación con la eficiencia de capital. Nuestras inversiones estratégicas en eficiencias operativas nos han permitido lograr un retorno de capital empleado del 18% para el cuarto trimestre, una mejora significativa en comparación con el 11% reportado en el mismo periodo de 2023. Esto refleja nuestro enfoque disciplinado para priorizar proyectos de alto rendimiento y optimizar la asignación de capital, asegurando que cada inversión contribuya significativamente a nuestro desempeño financiero.

Al 31 de diciembre de 2024, la corporación tenía \$79,2 millones en efectivo y equivalentes de efectivo, lo que marca su posición de efectivo más sólida desde el tercer trimestre de 2022, junto con un superávit de capital de trabajo de \$45,5 millones. Además, como se anunció el 24 de febrero, junto con nuestra directriz, la posición de efectivo en esa fecha aún se mantenía en \$79 millones y me complace proporcionar la actualización de que, a hoy, la posición de efectivo se mantiene en aproximadamente \$80 millones. Con esta sólida liquidez, la corporación está bien preparada para atender los requisitos operacionales actuales y futuros, a la vez preservando la flexibilidad financiera necesaria para aprovechar oportunidades estratégicas y mantener el crecimiento a largo plazo.

También me gustaría destacar nuestra razón de apalancamiento decreciente, que fue de aproximadamente 2,9x tanto a finales de 2023 como al 31 de marzo de 2024. Esta razón de apalancamiento se redujo en forma consistente a lo largo de 2024 y al 31 de diciembre de 2024 se situó en 2,31x como resultado tanto de un EBITDA récord como de una posición de efectivo muy sólida, de hecho inferior a la directriz para 2024 que emitimos a principios de año, de entre 2,4 y 2,8x.

Uno de los objetivos de la corporación para 2025 es reducir sus niveles de deuda. El préstamo a dos años de Macquarie sigue siendo de \$50 millones y comienza a vencerse en cuatro cuotas trimestrales iguales de \$12,5 millones, con el primero de esos pagos previsto para diciembre de 2025. Además de eso, la corporación continuará monitoreando su flujo de efectivo libre proyectado durante todo el año, con la meta de potenciales pagos adicionales de deuda o recompras de bonos, a la vez equilibrando sus programas de capital y desarrollos de exploración exitosos.

Al final del cuarto trimestre, estamos cumpliendo plenamente todos los pactos financieros, que incluyen los siguientes. En primer lugar, la razón de apalancamiento consolidada de 3,2 veces la asunción y 3,5 veces la base de mantenimiento. Nuestra razón de apalancamiento actual de 2,31x está bien dentro de este pacto. El segundo pacto es una razón mínima consolidada de cobertura de intereses de 2,5x. Nuestra razón de cobertura actual es de 5,1x, muy por encima del mínimo requerido. Y por último, un requisito de razón corriente consolidada de mínimo de 1x, y actualmente estamos en 1,7x. Así, estamos bien dentro de todas nuestras restricciones financieras.

Con esto concluyen mis comentarios. Ahora le devuelvo la palabra a Charle.

Charle Gamba

Gracias, Jason. En 2025, nuestro enfoque es quíntuple. Primero, mantener y aumentar la generación de EBITDA y las reservas de Canacol a través de precios más altos de productos básicos e inversión en reacondicionamiento de perforación y proyectos de nuevas instalaciones. Segundo, perforar oportunidades de exploración de gas de alto impacto en los Valles Bajo y Medio del Magdalena. Tercero, reducir nuestra deuda. Cuarto, sentar las bases para poder comprometernos con operaciones en Bolivia en 2026. Y quinto, y por último, continuar con el compromiso de la corporación con su estrategia ASG.

Publicamos nuestras previsiones para 2025 en febrero, anunciando un programa de capital que va de \$143 a \$160 millones. A lo largo del año, esperamos ventas promedio de gas natural y petróleo entre 146 y 159 millones de pies cúbicos estándares por día de gas equivalente, con ventas de gas natural proyectadas entre \$140 millones y \$153 millones de pies cúbicos estándares por día. Esperamos que los precios de los productos básicos se mantengan fuertes durante el resto de este año y el próximo año y, por lo tanto, redujimos nuestros volúmenes en firme a 111 millones de pies cúbicos estándares por día para maximizar nuestra exposición al mercado de ventas al contado de precios más altos.

Esperamos que los precios de gas natural en boca de pozo, incluidos los volúmenes en firme e interrumpibles, netos de transporte, oscilen entre \$7,33 y \$7,65 por mil pies cúbicos estándares. Mediante el mantenimiento de una asignación de capital disciplinada y eficiencias operativas, esperamos mantener las ganancias netas entre \$5,81 y \$6,19 por mil pies cúbicos estándares, resultando en un pronóstico de EBITDA de \$264 millones a \$312 millones para 2025. Es importante señalar que el cambio de un dólar en el costo del precio del gas interrumpible tiene impacto en el EBITDA de \$9 millones a \$14 millones, lo que destaca nuestra capacidad para capturar oportunidades en el mercado con precios más altos.

En 2025 también planeamos aumentar nuestras actividades de exploración en las cuencas del Valle Bajo y del Valle Medio del Magdalena, como parte de nuestro compromiso a largo plazo de mantener y aumentar las reservas y la base de producción de la corporación. Tenemos la intención de perforar hasta 11 pozos exploratorios, incluyendo 10 pozos nuevos en el Valle del Bajo Magdalena y uno en el Valle del Magdalena Medio. Pozos de alto impacto, incluido el pozo Natilla-2, que estamos planeando penetrar en el objetivo principal de CDO en breve, habiendo encontrado reservas significativas ya en la formación Porquero suprayacente. El segundo pozo de alto impacto sería el pozo Valiente ubicado en el Valle Medio del Magdalena.

Adicionalmente, continuaremos optimizando la producción mediante el montaje de más instalaciones de procesamiento de compresión y la ejecución de reacondicionamientos en áreas productoras claves. A través de este enfoque de perforación de múltiples niveles, que incluye exploración de alto impacto, conexiones de campo cercano y trabajo de desarrollo continuo, esperamos continuar posicionándonos como el mayor proveedor independiente del mercado de gas natural de Colombia a largo plazo.

De cara al futuro, vemos un potencial de exploración significativo, con más de 7,5 billones de pies

cúbicos de recursos prospectivos con riesgo en nuestro portafolio de exploración actual distribuidos en los Valles Bajo y Medio del Magdalena en Colombia. En cuanto a nuestro enfoque disciplinado para la gestión de capital, continuaremos invirtiendo en proyectos claves centrados en aumentar nuestra generación de EBITDA y nuestra base de reservas, así como en reducir nuestra deuda.

Fuera de Colombia, estamos avanzando con nuestra entrada estratégica a Bolivia. Hemos firmado tres contratos de exploración, Arenales, Ovai y Florida Este, y un contrato de redesarrollo de campo, Tita, todos ubicados en la prolífica Cuenca Subandina productora de gas en Bolivia. Estos contratos están pendientes de ratificación del Congreso y formalización para establecer sus fechas de vigencia, que esperamos lograr en septiembre de este año. Actualmente nos estamos preparando para solicitar el permiso ambiental para Tita y estamos desarrollando nuestros planes para el redesarrollo del campo, con la intención de comenzar las inversiones en actividades de reactivación del campo en 2026.

Aunque la Cuenca Subandina está subdesarrollada en términos de recursos, se beneficia de una red de ductos de exportación existente hacia Brasil, lo que crea un entorno muy favorable para la comercialización de cualquier gas que podamos volver a poner en producción o encontrar. Aprovechando nuestra pericia técnica y nuestra comprobada capacidad para comercializar gas, nuestro objetivo es expandir nuestra presencia regional y diversificar nuestra base de recursos.

Gracias por su atención. Y esperamos actualizarlos sobre nuestro progreso en los próximos meses. Ahora estamos listos para responder preguntas.

PREGUNTAS Y RESPUESTAS

Operador

Ahora comenzaremos la sesión de preguntas y respuestas. Una vez más, solamente tomaremos preguntas provenientes de la transmisión por la red. Ahora haremos una pausa momentánea para armar nuestra lista. Por favor esperen. [Música].

Carolina Orozco

Gracias. La primera pregunta que tenemos hoy es de Omar Zeolla, de Oppenheimer. "¿Cómo repondrá la compañía sus reservas de PDP? ¿Y qué tan fácil o qué tan rápido pueden convertirse en producción sus reservas 1P actualmente productivas?"

Charle Gamba

Gracias Omar. La forma en que típicamente aumentamos nuestras reservas de PDP, generalmente, es a través de trabajo en el campo, como reacondicionamiento de pozos existentes, que abren nuevas zonas de producción en los pozos actualmente productivos, y la instalación de compresión en el campo, que reduce la presión de secado en el yacimiento de modo que podamos succionar más gas y empujar más gas fuera del pozo. Estas dos actividades siempre están en curso en nuestras operaciones, y siempre resultan en aumentos de las reservas de PDP de los pozos existentes.

La segunda forma de aumentar las PDP, por supuesto, es traer nueva producción de nuevos pozos y nuevos descubrimientos, lo que hemos hecho hasta ahora este año en el ejemplo de Siku-2, por ejemplo, Lulo-3 y esperamos traer Natilla-2 para fin de año. Entonces, a través de esas dos actividades de trabajo en el campo relacionadas con reacondicionamiento de pozos existentes e instalación de compresión, así como la introducción de nuevos pozos, logramos aumentar y reemplazar nuestras reservas de PDP en forma anual.

Carolina Orozco

Gracias Charle. La siguiente pregunta es de Peter Bowley, de Jefferies. "Tienen \$12,5 millones en deuda

a corto plazo bajo el préstamo sénior a plazo con Macquarie. Pueden recordarnos el perfil de amortización de este préstamo? ¿Y pueden confirmar si los niveles de producción han sido suficientes para no desencadenar un evento de amortización acelerada bajo el acuerdo de crédito TL?

Jason Bednar

Seguro. Gracias Carolina. El préstamo de Macquarie, de \$50 millones, fue tomado en septiembre de 2024. No hay pagos de deuda durante los primeros 12 meses. Así, la primera cuota trimestral, como mencioné anteriormente, es en diciembre de 2025, y son cuatro cuotas trimestrales iguales de los \$12.5 millones, siendo la última en septiembre de 2026. ¿Es suficiente el nivel de producción? Sí, los niveles de producción no han caído por debajo de ninguna forma de amortización acelerada en ningún mes desde el inicio hasta la fecha. Y para aquellos que no lo saben, si se activa, lo que, una vez más, no esperamos que suceda, simplemente se pagaría en seis cuotas, a partir de octubre de 2025, así que esencialmente se pagaría durante los últimos seis meses en lugar de los últimos 12 meses. Pero no estamos anticipando eso.

Carolina Orozco

Hay otra pregunta de Peter. "¿Pueden compartir una actualización sobre Natilla-2 y cuándo esperan conocer los resultados?"

Charle Gamba

Sí, Peter. Actualmente estamos colocando revestimiento en el pozo para aislar el gas que ya hemos descubierto dentro de la poca profundidad de la Formación Porquero. Y una vez que completemos ese caso en operación, comenzaremos nuevamente la perforación para profundizar el pozo a través del objetivo principal, que es la Ciénaga de Oro. Estas operaciones deberían durar entre cuatro y cinco semanas.

Carolina Orozco

Gracias Charle. La siguiente pregunta es de Alexander Emory, de S&P Global Platts. "¿Pueden dar más detalles de su plan para sus bloques bolivianos este año? Tenemos entendido que Canacol firmó los cuatro contratos con el Ministerio de Energía de Bolivia en enero."

Charle Gamba

Sí, en Bolivia estamos a la espera de la ratificación de los cuatro contratos por parte del Congreso. Anticipamos que eso ocurra en septiembre de este año. Mientras tanto, estamos preparando toda la documentación por presentar para el permiso ambiental del bloque Tita, de modo que podamos iniciar operaciones en Tita el próximo año. Y esas operaciones incluirían reacondicionamientos de pozos existentes, pruebas de pozos existentes, construcción de instalaciones de tratamiento de gas de producción temprana y construcción de una línea de flujo corta para conectar esos pozos con la línea de exportación a Brasil. Así que ese es el estado de Bolivia. Nuestro objetivo es tener producción de Bolivia ojalá en 2026.

Carolina Orozco

La siguiente pregunta es de Alejandro Andra, de JP Morgan. "Por el lado de los impuestos, ¿pueden recordarnos el pago en efectivo previsto para 2025? Para aclarar, no necesitan obtener reembolsos del gobierno, sino simplemente hacer un pago más bajo, correcto?"

Jason Bednar

Sí, como indicamos en nuestro comunicado de prensa de orientación hace aproximadamente un mes, la cuota de impuesto que pagaremos en el segundo trimestre es de un total de \$18 millones, de los cuales \$12 millones son un pago anticipado relacionado con los impuestos de 2025. Y, por supuesto, tenemos aproximadamente un millón de dólares al mes que proviene de nuestros cheques de ingresos,

que es el 2% o el 2,5%, por lo que no es un gran número. Y no, no esperamos ningún reembolso. Cualquier cosa que hayamos pagado de más, esencialmente se convierte en un crédito para el próximo año y, por lo tanto, reduce los impuestos adeudados.

Carolina Orozco

Gracias Jason. La siguiente pregunta es de Oriana Covault, de Balanz. "En sus informes de reservas, vemos su previsión de precios para los próximos cinco años con revisiones cercanas al 40% frente al informe de 2024. ¿Pueden dar más detalles sobre lo que están viendo detrás de sus expectativas, y si están usando algún informe de referencia para las previsiones?"

Charle Gamba

Sí. Esto refleja no solamente la dinámica actual del mercado en Colombia, donde hay un déficit de suministro de gas, sino también el costo del GNL importado y regasificado en Colombia. Así, esencialmente, el punto de referencia que se aplica a Colombia, específicamente el punto de aterrizaje de la terminal de SPEC ubicada en Cartagena, es paralelo al de los precios del GNL importado brasileño con una prima de alrededor del 10% al 15%, dados los votos relativamente pequeños que Colombia puede aceptar. De este modo, esa previsión para el futuro refleja las condiciones actuales del mercado, que están siendo impulsadas por la escasez de gas y el costo relativamente alto del GNL importado en Colombia vinculado al punto de referencia de importación brasileño.

Carolina Orozco

Gracias Charle. Tenemos una pregunta de Alexander, de Gestión de Inversión de [indiscernible]. "Cuando se trata de reducir la deuda, ¿cuál es su prioridad, recomprar bonos o reducir la RCF [sigla en inglés de Línea de Crédito Rotativo]?"

Jason Bednar

Bueno, en primer lugar, como mencioné, tenemos algunos pagos programados de Macquarie, que tal vez no sea muy diferente de la RCF. Obviamente, la forma más rápida de desapalancar después de eso sería recomprar bonos a una tasa con descuento. Así que eso ciertamente está en el radar. Y sospecho que cualquier exceso de flujo de efectivo será asignado a una mezcla de ambos, sea la RCF o la recompra de bonos. Es totalmente posible, y tal vez probable, que también ampliemos el plazo de la RCF.

Carolina Orozco

Tenemos una pregunta de Bernardo Carvajal, de [indiscernible] Capital. "Gracias por el seminario en la red. ¿Están considerando una venta de activos para ayudar a desapalancarse?"

Charle Gamba

No.

Carolina Orozco

La siguiente pregunta es de Andrés Castillo, de Kratos Capital Partners. "Por favor, hablemos sobre cómo ven el precio del gas natural evolucionando frente al precio del GNL importado a través de Cartagena o Buenaventura".

Charle Gamba

A corto y mediano plazo, y eso es en los próximos cinco a seis años, la única fuente potencial de nuevos volúmenes importados de GNL sería a través de la expansión de la terminal de Spec en Cartagena. Es una terminal con capacidad bastante limitada en este momento. Así, no hay mucho potencial a corto y mediano plazo para aumentar significativamente las importaciones de GNL a Colombia. Esperamos, una vez más, como mencioné para una pregunta anterior, que los precios del GNL importado en Colombia

ciertamente serán superiores a los de las referencias brasileñas e internacionales en general, dados los volúmenes relativamente pequeños que están involucrados y los barcos más pequeños que se usan a un costo más alto para importar gas a Colombia.

Con respecto a la terminal de Buenaventura en la Costa Pacífica, ese proyecto ha estado en los libros por al menos 15 años, técnicamente muy difícil de lograr, pues hay que cruzar los Andes Occidentales con gasoducto. Así, ese proyecto sigue estando muy lejano en términos de perspectiva potencial, ciertamente mucho más allá de diez años.

Operador

Una vez más, vamos a hacer una pausa momentánea mientras reunimos más preguntas de nuestro lado de la transmisión por internet. Por favor, esperen. [Música].

Carolina Orozco

Tenemos una última pregunta de Ezequiel Fernández, de Balanz. "¿Cómo financiará Canacol la expansión a Bolivia? ¿Esto requerirá una inyección de capital, o Canacol planea obtener más deuda, posiblemente sin recurso?"

Charle Gamba

Como mencioné en respuesta a la pregunta anterior, las únicas actividades que tenemos planeadas para el próximo año son algunas actividades de reactivación asociadas con el campo de gas Tita, y eso implicaría esencialmente reacondicionamiento de hasta cinco pozos existentes, el montaje de algunas instalaciones de tratamiento de producción y una línea de flujo relativamente corta para conectar las instalaciones a la línea de exportación. Anticipamos que eso costará aproximadamente \$12,5 millones en total, y el resultado de esa inversión sería la comercialización de la producción de gas.

Así que, ciertamente, en el corto plazo, 2026, habrá una inversión relativamente pequeña en Bolivia, simplemente para restablecer la producción de ese campo de gas existente. En el futuro, 2027 y más allá, comenzaríamos a perforar nuevos pozos en ese campo de gas existente e iniciaríamos la exploración de algunos de los otros tres bloques durante los próximos cinco años. Esperamos un flujo de efectivo de Tita como resultado de las actividades del próximo año y, esencialmente, montos relativamente mínimos de efectivo nuevo en Bolivia una vez que Tita esté en funcionamiento y fluya el efectivo.

CONCLUSIÓN

Carolina Orozco

Gracias Charle. Esta era la última pregunta. Gracias a todos por acompañarnos hoy. Agradecemos su tiempo e interés, y esperamos volver a conectarnos con ustedes en nuestra próxima llamada. Que tengan un gran día.

Operador

La conferencia ha concluido. Gracias por asistir a la presentación de hoy. Ahora pueden desconectarse.