

Canacol Energy Ltda.

Resultados financieros del Segundo Trimestre de 2025

Viernes, agosto 08 de 2025, 10:00 AM Hora del Este

PARTICIPANTES CORPORATIVOS

Charle Gamba - *Presidente y Director Ejecutivo*

Jason Bednar - *Vicepresidente Financiero*

Carolina Orozco - *Vicepresidente de Relaciones con los Inversionistas y Comunicaciones*

PRESENTACIÓN

Operador

Buenos días y bienvenidos a la Conferencia Telefónica de Resultados Financieros del Segundo Trimestre de 2025 de Canacol Energy. [Instrucciones del Operador].

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

Carolina Orozco

Buenos días y bienvenidos a la Conferencia Telefónica de Resultados Financieros del Segundo Trimestre 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 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 un compromiso en cuanto a resultados futuros ni tienen en cuenta los riesgos o incertidumbres que podrían materializarse. En consecuencia, Canacol no asume ninguna responsabilidad en caso de que los resultados futuros difieran 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 CEO [sigla en inglés de Director Ejecutivo], el Sr. Charle Gamba, quien resumirá los aspectos destacados de la compañía para el segundo trimestre de 2025. El Sr. Jason Bednar, nuestro CFO [sigla en inglés de Director Financiero], hablará luego sobre los aspectos financieros destacados. El Sr. Gamba cerrará con una discusión sobre las perspectivas de la compañía para el resto de 2025. Al final, tendremos una sesión de preguntas y respuestas.

Ahora le daré 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 Segundo Trimestre de 2025 de Canacol. Reportamos otro trimestre rentable con precios promedios realizados de gas natural netos de transporte de \$6,77 por Mcf, dado el favorable entorno de precios de los productos básicos. Los costos operativos en campo se mantuvieron en \$0,54 por Mcf, generando ganancias operativas netas sólidas de gas natural de \$ 5,11 por Mcf con márgenes operativos sólidos y estables de aproximadamente 75%.

Los sólidos márgenes se tradujeron en fondos ajustados provenientes de las operaciones de \$36,9 millones, un EBITDAX [sigla en inglés de ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación (o agotamiento), amortización y gastos de exploración] ajustado de \$47,4 millones y un ingreso neto de \$13,9 millones. Este último año marca nuestra cuarta utilidad consecutiva para el trimestre y un cambio brusco con respecto a la pérdida neta registrada en el segundo trimestre de 2024.

Las ventas totales de gas natural y petróleo durante el trimestre fueron de 127 millones de pies cúbicos estándares equivalentes por día, con 119 millones de pies cúbicos estándares por día correspondientes a ventas realizadas de gas natural y 1.382 barriles de petróleo por día. Con

Canacol Energy Ltda.

8 de agosto de 2025 a las 10:00 a.m. Hora del Este

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.

fuertes precios y ganancias netas, Canacol se mantiene bien posicionada para continuar generando resultados atractivos durante el resto de 2025.

Operativamente, durante el segundo trimestre, perforamos un total de cuatro pozos exitosos, que consisten en dos pozos de evaluación y dos pozos de exploración, ampliando nuestro historial de entrega operativa y ejecución disciplinada en nuestra estrategia de campo cercano y comercialización rápida en la cuenca del Valle del Bajo Magdalena.

Perforamos un pozo de evaluación, Siku-3, que encontró 200 pies de zona de alta calidad en CDO, y un pozo de evaluación, Fresa-4, que encontró 122 pies de areniscas cargadas con gas en CDO. En el frente de exploración, Zamia-1 y Borbón-1 también tuvieron éxito al encontrar 32 y 157 pies de zona en CDO respectivamente. Estos pozos se suman a nuestro inventario de oportunidades comerciales.

A pesar de que perforamos un total de cuatro pozos exitosos durante este período, desde el punto de vista de producción, solamente Siku-3, que empezó a expulsar en abril 7, alcanzó el primer gas en el trimestre y contribuyó a mitigar el declive natural de los campos base.

Los otros pozos, Zamia-1, Borbón-1 y Fresa-4, fueron todos perforados al final del trimestre, pero no contribuyeron a los volúmenes de producción durante el segundo trimestre, pues las terminaciones y las conexiones se extendieron hasta julio. Como resultado, la producción trimestral promedio fue menor que en el primer trimestre, lo que refleja el efecto combinado del declive natural en el campo base y el tiempo de entrada en funcionamiento de los nuevos pozos después del trimestre.

Quisiera dar contexto adicional sobre nuestras actividades de perforación en el área de Sucre Norte. Las operaciones de perforación en Zamia-1, Borbón-1 y Palomino-1 experimentaron retrasos temporales debidos al acceso restringido al sitio causado por disturbios locales. Al ser restablecido el acceso, nuestros equipos se movilizaron rápidamente para continuar con la actividad de perforación en esta área sin más interrupciones.

Si no hubieran ocurrido estos retrasos, la producción de estos pozos probablemente habría entrado en funcionamiento durante el segundo trimestre, según lo planeado originalmente. Dicho esto, me complace reportar que Zamia-1, Borbón-1 y Fresa-4 ahora están conectados y fluyendo, lo que eleva las ventas actuales de gas a aproximadamente 137 millones de pies cúbicos estándares por día.

En el Nivel 2, la plataforma ha sido dispuesta como un plan prospectivo. Está siendo preparada para perforar un nuevo pozo objetivo de Nivel 3 en las areniscas cargadas con gas encontradas en los diversos desvíos en el pozo de Nivel 2. El nuevo plan de perforación incorporará técnicas de perforación para abordar la dificultad de pasar el revestimiento de producción a través de las arenas cargadas con gas a sobrepresión encontradas en la Formación Porquero.

También me complace anunciar que, durante el segundo trimestre de 2025, publicamos nuestros informes integrados de ESG [sigla en inglés de Aspectos Ambientales, Sociales y de Gobierno Corporativo] y de TCFD [sigla en inglés de Grupo de Trabajo sobre Revelaciones Financieras Relacionadas con el Clima] de 2024. Creemos que sólidos principios de ESG son esenciales para construir un futuro energético más limpio, equitativo y responsable. Los invitamos a leer nuestros informes completos, que están disponibles en nuestro sitio web.

Canacol Energy Ltda.

8 de agosto de 2025 a las 10:00 a.m. Hora del Este

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.

Ahora le daré la palabra a Jason Bednar, nuestro CFO, quien se referirá a los resultados del segundo trimestre de 2025 con más detalle.

Jason Bednar

Gracias, Charle. El segundo trimestre de 2025 se destacó por una generación de EBITDAX resiliente, fuertes ganancias netas y un ingreso neto positivo. Los precios promedios realizados del gas natural netos de transporte fueron de \$6,77 por Mcf con regalías y costos operativos en campo de \$1,12 y \$0,54 por Mcf, respectivamente, lo que resultó en ganancias operativas netas de \$5,11 por Mcf.

Esta sólida economía unitaria generó ingresos netos de transporte de \$76,2 millones, EBITDAX ajustado de \$47,4 millones, fondos ajustados provenientes de las operaciones de \$36,9 millones y flujo de caja operativo de \$33,4 millones, respaldados por ingreso neto positivo de \$13,9 millones para el trimestre. Dicho esto, varias medidas financieras se suavizan en comparación con el primer trimestre de 2025 y el segundo trimestre de 2024.

Como señaló Charle, esta variación se explica particularmente, en parte, por el tiempo de nuestras actividades de perforación según funcionaron desde nuestros pozos de Sucre Norte, Zamia-1 y Borbón-1, y potencialmente Palomino-1, que se retrasó luego de breves disturbios localizados que afectaron el acceso al sitio. Si esos pozos hubieran entrado en funcionamiento según lo programado, el déficit de volumen de un año al otro probablemente habría sido significativamente menor.

Aun así, los precios firmes y el control disciplinado de los costos protegieron nuestros márgenes y la rentabilidad general. Y con el grupo Sucre Norte ahora en operación, esperamos que tanto sus volúmenes como sus contribuciones financieras se fortalezcan durante el resto del año.

El segundo trimestre fue intensivo en capital con \$57 millones en gastos de capital, \$11,8 millones en pagos de impuestos en efectivo y los pagos programados de cupones de bonos semestrales de \$14 millones. Como resultado, el efectivo y los equivalentes a efectivo se situaron en \$37 millones al 30 de junio.

Los gastos de capital durante el trimestre se financiaron en su totalidad con el flujo de caja operativo y el efectivo disponible existente. Quisiera señalar que los gastos de capital están ponderados hacia la primera mitad del año, pues la mayor parte del alto costo del pozo de exploración Natilla-2 se absorbió en el gasto del primer semestre. De cara al futuro, si bien tenemos la intención de mantener un programa de perforación activo, se espera que la intensidad de capital disminuya en el segundo semestre.

En cuanto a los impuestos, el gasto tributario corriente fue de \$9,3 millones para el primer trimestre y de \$23,9 millones para el primer semestre de 2025, ambos más bajos que en los períodos del año anterior. En términos de caja, los pagos de impuestos se redujeron significativamente en \$11,8 millones en el trimestre, lo que representa una reducción interanual del 85%.

Continuamos cumpliendo con todos los convenios financieros con un amplio margen de maniobra. Al 30 de junio, nuestra razón de apalancamiento consolidado fue de 2,7x, por debajo de 3,25 en moneda y del umbral de mantenimiento de 3,5x. Nuestra razón de cobertura de intereses se situó en 4,49x, casi el doble de los requisitos mínimos de 2,5x, mientras que la razón corriente fue de 1,14 veces, manteniéndonos por encima del nivel mínimo único de conformidad con los acuerdos de préstamo de Macquarie.

Canacol Energy Ltda.

8 de agosto de 2025 a las 10:00 a.m. Hora del Este

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.

Quisiera señalar que, debido a que los volúmenes promedios de ventas contractuales realizadas de gas natural y petróleo cayeron por debajo de 130 millones de pies cúbicos equivalentes por día durante dos meses consecutivos, se activó la cláusula de amortización acelerada en nuestro acuerdo de crédito con Macquarie. En consecuencia, el préstamo a plazo de \$50 millones está programado para amortizarse en seis cuotas mensuales iguales a partir del 15 de septiembre de 2025, a menos que se garantice la exención. El impacto de la cláusula de amortización acelerada consiste en que el préstamo se amortizará en seis meses en lugar de 12 meses.

No obstante, como parte de nuestra estrategia continua de gestión de pasivos, actualmente estamos en conversaciones con dos grupos bancarios separados buscando modificar nuestra deuda no garantizada para hacer coincidir mejor los pagos de nuestros préstamos con los flujos de efectivo futuros anticipados en el transcurso de 2026 a 2028. Si bien no podemos compartir detalles en esta etapa, esperamos finalizar los acuerdos en septiembre. Haremos un anuncio público de la enmienda que se suscriba.

Con esto concluyen mis comentarios. De vuelta a ti, Charle.

Charle Gamba

Gracias, Jason. De cara al resto de este año, nuestras prioridades siguen siendo: en primer lugar, un compromiso con la base sostenida y creciente de EBITDAX y reservas de Canacol, a través de una combinación de estrategia comercial, maximización de oportunidades de fijación de precios de mercado y un programa de capital disciplinado que desafíe la inversión hacia perforaciones y reacondicionamientos de alto rendimiento.

En segundo lugar, seguiremos avanzando con nuestro programa de prospectos de exploración de gas de alto impacto en los Valles Bajo y Medio del Magdalena, que tienen el potencial de agregar reservas significativas y capacidad de producción a largo plazo.

Durante el resto del año, además de perforar algunos pozos de evaluación y exploración más pequeños en Jobo y sus alrededores, que pueden monetizarse rápidamente y contribuir a la producción y al flujo de caja, perforaremos un pozo de exploración de alto impacto, Valiente-1, dirigido a reservas potencialmente significativas de gas y condensado. El prospecto Valiente está ubicado en los contratos VMM-10-21 situados en la cuenca del Magdalena Medio, donde Canacol tiene una participación en la operación del 100%.

El prospecto Valiente es una gran estructura hueca ubicada aproximadamente a cinco kilómetros del buzamiento y al sur del campo de gas Opón. Fue descubierto en 1965 por Cities Service y posteriormente desarrollado y producido por Amoco en 1997.

Valiente-1 apuntará a las mismas areniscas productivas de la Formación La Paz que es productiva en Opón, pero a profundidades significativamente menores de aproximadamente 6,000 pies. La compañía prevé iniciar la perforación del pozo en octubre de este año, con resultados antes de fin de año.

En tercer lugar, estamos superponiendo, perdón, en tercer lugar, estamos sentando las bases operativas y comerciales necesarias para comenzar actividades en Bolivia en 2026, posicionando a Canacol para replicar su éxito de gas colombiano en nuevos mercados de gas prospectivos y rentables.

Canacol Energy Ltda.

8 de agosto de 2025 a las 10:00 a.m. Hora del Este

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 Bolivia, la compañía está a la espera de la ratificación y formalización por parte del Congreso de tres contratos de exploración, Arenales, Ovai y Florida Este, y un contrato de redesarrollo de campo, Tita, para establecer la fecha efectiva de los cuatro contratos. La compañía actualmente se está preparando para solicitar el permiso ambiental para Tita junto con la formulación de planes de desarrollo para comenzar la actividad de campo, las actividades de reactivación del campo, en 2026.

En cuarto lugar, estamos enfocados en mantener una estructura de capital fuerte y flexible para apoyar el crecimiento y la resiliencia a largo plazo. Y, por último, continuamos con nuestro compromiso de liderar las prácticas ESG orientadas a que cada molécula de gas natural que produzcamos sea entregada de manera responsable y sostenible.

Gracias por su atención. Esperamos mantenerlos actualizados sobre nuestro progreso en los próximos meses, y ahora estamos listos para responder preguntas.

PREGUNTAS Y RESPUESTAS

Operador

Ahora comenzaremos la sesión de preguntas y respuestas. [Instrucciones del Operador].

En este momento, le daré la palabra de nuevo a Carolina Orozco para la sesión de preguntas y respuestas.

Carolina Orozco

Gracias. La primera pregunta viene de Stefan Chaligne. ¿Podemos esperar que se realicen perforaciones de alto impacto este año? Si es afirmativo, ¿pueden proporcionar calendario tentativo de los pozos o cualquier potencial correspondiente?

Charle Gamba

Sí, mencioné en la presentación el pozo de exploración Valiente-1 en el Valle Medio del Magdalena en Colombia, que tiene el potencial de agregar reservas significativas de gas y condensado antes de fin de año. También estamos perforando un programa bastante extenso en el Valle del Bajo Magdalena, que consiste en los tipos típicos de pozos que hemos estado perforando este año.

Eso incluiría el pozo Palomino-1, que acabamos de terminar de perforar en el área de Sucre Norte. A eso le seguirá el pozo de evaluación Fresa-5, que esperamos que esté en producción a mediados de septiembre, el cual será seguido por el pozo de exploración Mariner-1, que esperamos que esté en producción a mediados de octubre.

Igualmente, estamos perforando un pozo de desarrollo en Clarinete-8 y Clarinete-12. Con la perforación de ese pozo a principios de septiembre, esperamos que esté produciendo a principios de octubre. Comenzaremos la perforación de Valiente en algún momento de octubre de este año, con resultados para fin de año.

Carolina Orozco

Gracias, Charle. La siguiente pregunta es de Peter Bowley, de Jefferies. ¿Pueden confirmar el Gasto de Capital esperado para los trimestres tercero y cuarto de 2025?

Jason Bednar

Canacol Energy Ltda.

8 de agosto de 2025 a las 10:00 a.m. Hora del Este

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.

Lo siento, Carolina, ¿puedes repetir esa pregunta, por favor?

Carolina Orozco

Lo siento. Esta pregunta proviene de Peter Bowley, de Jefferies. ¿Pueden confirmar el Gasto de Capital esperado para los trimestres tercero y cuarto de 2025?

Jason Bednar

Bien. Gracias. La guía, nuestra guía anual publicada en febrero, fue de entre \$143 millones y \$160 millones de Gasto de Capital. Espero estar más cerca del extremo superior de eso en \$160 millones. En el primer trimestre fue de 50. En el segundo trimestre fue de 57. Eso significaría que quedan aproximadamente \$53 millones para llegar a los \$160. Una vez más, mi expectativa es que ese será el rango en el que estaremos, con un ligero peso hacia el tercer trimestre, los 53 restantes hacia el tercer trimestre en lugar del cuarto trimestre.

Carolina Orozco

Gracias, Jason. La siguiente pregunta viene de [Fiber Rodriguez de Fiber Investments 0:15:22]. La pregunta es ¿cuál es la hoja de ruta para Natilla-3?

Charle Gamba

Para Natilla-3, actualmente estamos finalizando el programa de perforación, integrando los resultados del pozo Natilla-2 en las vías laterales del mismo, para optimizar el programa de perforación a fin de tratar de manejar mejor la estabilidad del pozo que encontramos en Porquero en Natilla-2. Entonces, una vez terminemos el programa de perforación, buscaremos la aprobación del AFE internamente y buscaremos perforar ese pozo a principios de 2026.

Carolina Orozco

Gracias. La siguiente pregunta es de Alexander Emery de S&P Global Platts. ¿Pueden darnos más información sobre el trabajo que se hará en Bolivia el próximo año y cuándo creen que podrían obtener la aprobación del Congreso?

Chale Gamba

Sí. Como mencioné en la introducción, en mis palabras, actualmente estamos esperando que los contratos sean ratificados por el Congreso. Se espera que eso ocurra después de las elecciones a finales de este mes. Es decir, en algún momento a fines del tercer trimestre o principios del cuarto trimestre de este año. Simultáneamente, estamos trabajando en los permisos ambientales para la reactivación del campo Tita, que esperamos que se otorguen a principios o mediados de 2026.

Y con esos permisos ambientales en la mano, comenzaremos el reingreso y el reacondicionamiento de algunos pozos de gas cerrados existentes en el campo Tita para devolverlos a producción y probarlos. Y con resultados positivos de esos reacondicionamientos, procederemos a comenzar a construir algunas instalaciones y comenzar a comercializar el campo a principios de 2027.

Carolina Orozco

Gracias Charle. La siguiente pregunta es de Bill Newman de Research Capital. ¿Pueden aclarar la diferencia de cinco millones de pies cúbicos por día entre el gas producido, que fue 124 millones de pies por día, y las ventas contractuales realizadas, que fueron 119 millones por día en el segundo trimestre? ¿Se debió esto a ofertas de inventario de paquetes de línea bajo los

volúmenes de compras en firme entregados? Y si es así, ¿deberíamos esperar que algunos de estos volúmenes fluyan como ventas incrementales en el tercer trimestre?

Charle Gamba

La diferencia entre la producción de gas y las ventas de gas en todos los trimestres está relacionada con la cantidad de gas que consumimos en compresión.

Carolina Orozco

Gracias, Charle. Por favor, denos un breve momento mientras continuamos armando la lista. Bien. La siguiente pregunta es de Joshua Nemser de Nine Left Capital. ¿Pueden dar algo de detalle sobre lo que salió mal con Natilla-2? ¿Qué se haría de manera diferente con Natilla-3, costo y cronograma? ¿Qué le da al equipo confianza de que Natilla-1 funcionará dados los desafíos y costos con Natilla-2?

Charle Gamba

Natilla-2 encontró algunos problemas de estabilidad del pozo en Porquero, por lo que logramos perforar el pozo sin mucha dificultad, es decir, perforar una nueva formación, y encontramos cinco o seis arenas cargadas de gas en cada una de las vías laterales que perforamos en Natilla-2. Así, Natilla-2 demostró el potencial de gas dentro de Porquero. Sin embargo, el problema con el que nos encontramos fue la inestabilidad del pozo después de perforar el pozo, que impidió nuestra capacidad para ejecutar el revestimiento de producción.

Entonces, aunque perforamos con éxito, no podemos ejecutar con éxito el revestimiento de producción a través de esas arenas cargadas de gas para realizar pruebas de producción. Natilla-3 ha sido diseñado principalmente para manejar la ejecución del revestimiento de producción más fácilmente. Y con ese fin, perforaremos un pozo de mayor diámetro a través de Porquero y ejecutaremos un revestimiento más estrecho a través de Porquero a fin de maximizar el éxito de la ejecución del revestimiento y las pruebas de producción de esas areniscas de Porquero.

Así, por un lado, Natilla-2 confirmó la importante acumulación de gas dentro de Porquero. Por otro lado, tuvimos dificultades para revestir Porquero debido a la inestabilidad resultante en el Nivel 3, que abordará esas preocupaciones.

Carolina Orozco

Gracias, Charle. La siguiente pregunta es de Alejandra Andrade de JPMorgan. ¿Pueden por favor comentar sobre los impuestos? Pagaron un monto significativo en el segundo trimestre. ¿Cuál es la expectativa para la segunda mitad de 2025?

Jason Bednar

Sí. Gracias. Nos hemos reducido esencialmente a las retenciones mensuales de impuestos de nuestros cheques de ingresos mensuales, a que me he referido muchas veces en el rango histórico de 1,2 millones o 1,3 millones al mes. El gobierno acaba de aumentar esa retención en un par de puntos porcentuales. Así que podría ser de hasta aproximadamente 2 millones al mes, pero eso sería todo. Y, por supuesto, eso es a favor de nuestra cuenta de impuestos pagados por anticipado.

Carolina Orozco

Gracias, Jason. Tenemos una pregunta de Benjamín Rojas de BTG Pactual. ¿Tienen alguna fuente de liquidez en un período de estrés?

Jason Bednar

Gracias. Creo que la más obvia que me viene a la mente es la de nuestros pozos recientes que han entrado en producción, a que Charle se ha referido extensamente aquí, que son Zamia, Borbón y Fresa. En el comunicado de prensa o en el MD&A se hace alusión a esos pozos que van por 25 millones de pies cúbicos adicionales por día.

Palomino, que se menciona en el comunicado de prensa y la sección de perspectivas del MD&A, con una expectativa de 10 millones a 12 millones de pies cúbicos por día. Así que eso sería en total 37 millones. Pero si solamente hiciera un cálculo simple, agregando 30 millones de pies cúbicos por día, para tomar un número redondo de \$12,50 en Mcf en precio de venta porque estos se venden sobre o por encima de nuestros volúmenes en firme, esos \$12,50 netos de regalías y netos de gastos operativos se aproximarían a \$10 por Mcf neto.

Por lo tanto, 30 millones de pies cúbicos por día con una ganancia neta de \$10 serían unos \$300.000 al día. En 30 días, eso sería alrededor de \$9 millones al mes, en flujo de efectivo y EBITDA adicionales. Así que esa sería la fuente más obvia de liquidez adicional.

Carolina Orozco

Gracias, Jason. Por favor, dennos un breve momento nuevamente mientras armamos la lista.

Operador

[Instrucciones del Operador]. Carolina, puede continuar.

Conclusión**Carolina Orozco**

Disculpas. Con esto terminamos nuestra sesión de preguntas y respuestas. No tenemos más preguntas por hoy. Gracias a todos por participar en la conferencia telefónica del segundo trimestre de Canacol, y esperamos que tengan un buen día hoy.

Operador

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