

Canacol Energy, Ltd.

Resultados Financieros del Segundo
Trimestre de 2022

Agosto 12 de 2022, 10:00 a.m. Hora del Este

PARTICIPANTES CORPORATIVOS

Carolina Orozco – *Vicepresidenta de Relaciones con el Inversionista*

Charle Gamba – *Presidente y Director Ejecutivo*

Jason Bednar – *Director Financiero*

PRESENTACIÓN

Operador

Hola y bienvenidos a la Conferencia Telefónica sobre los Resultados Financieros del Segundo Trimestre de 2022 de Canacol. Todos los participantes estarán en modo de sólo escucha. Si necesitan ayuda, por favor indíqueno 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 un teléfono de tonos. Para retirar su pregunta, por favor presionen asterisco y luego dos. Por favor tengan en cuenta que este evento está siendo grabado.

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

Carolina Orozco

Buenos días y bienvenidos a la conferencia telefónica sobre los Resultados Financieros del Segundo Trimestre de 2022 de Canacol. Soy Carolina Orozco, Vicepresidente de Relaciones con el Inversionista. 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 en esta conferencia de la alta dirección de Canacol 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 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 de Estados Unidos. Comenzaremos la presentación con nuestro Presidente y Director Ejecutivo, el Sr. Charle Gamba, quien resumirá los aspectos destacados para nuestros resultados del segundo 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 2022. 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. Buenos días o buenas tardes a todos y bienvenidos a la conferencia telefónica sobre el Segundo Trimestre de 2022 de Canacol. En el segundo trimestre, realizamos ventas de gas natural de 188 millones de pies cúbicos estándares por día, lo que está por encima del punto medio de nuestra directriz anual de 160 (millones) a 200 millones de pies cúbicos estándares por día; 10% más que en el mismo trimestre de 2021, y 3% más que en el primer trimestre de este año, gracias a la creciente demanda de gas en Colombia.

Si han estado siguiendo nuestras actualizaciones mensuales, también sabrán que vendimos 198 millones de pies cúbicos estándares por día tanto en junio como en julio. Por lo tanto, claramente estamos tendiendo hacia el extremo superior de nuestra directriz en términos de líneas de ventas para el año.

En línea con lo que dijimos en nuestra última conferencia telefónica en mayo, lo que hemos estado viendo este año, aquí en los mercados de gas de Colombia, es que la economía ha comenzado a crecer de nuevo, a medida que los efectos de la pandemia de COVID disminuyen, lo que justo se traduce en

una mayor demanda de energía y, por lo tanto, una mayor demanda de nuestro gas natural.

Nuestras condiciones estables de producción y operación nos permitieron reportar otro trimestre con altos márgenes operativos del 77%, y un retorno sobre capital empleado relativamente alto del 16% anualizado para el trimestre.

Con respecto a nuestra actividad de perforación actual, continuamos con la ejecución de nuestros programas de perforación después de este año, con un total de seis desarrollos y pozos de exploración perforados a la fecha, de los cuales se han realizado tres pozos de exploración exitosos.

Finalmente, al final del trimestre, publicamos nuestro informe ESG [sigla en inglés de Ambiental, Social y de Gobierno] de 2021, en el cual reportamos intensidades de emisiones de GEI de Alcance 1 y 2 que son más de un 50% inferiores en promedio a las de nuestros pares enfocados en gas, y más de un 80% inferiores en promedio a las de nuestros pares enfocados en petróleo en América del Norte y del Sur. Nuestra intensidad de emisiones es inferior al promedio para muchos índices amplios de acciones, incluyendo algunos cuyas constantes y selecciones [ph] estaban teniendo bajas emisiones de carbono.

Ahora le daré la palabra a Jason Bednar, nuestro Vicepresidente Financiero, quien presentará nuestros resultados financieros del segundo trimestre con más detalle.

Jason Bednar

Gracias, Charle. Continuamos ejecutando nuestro plan para desarrollar nuestro negocio de gas natural en el segundo trimestre. Reportamos lo siguiente para el segundo trimestre de 2022. \$70 millones de ingresos de producción, netos de regalías y transporte, lo que representa un aumento del 31% con respecto al segundo trimestre del 2021. El aumento fue impulsado por mayores volúmenes de ventas y mayores precios realizados. \$39 millones en fondos ajustados provenientes de las operaciones, lo que representa un aumento del 16% con respecto al mismo período en 2021. También reportamos un EBITDAX [sigla en inglés de ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación, amortización y gastos de exploración] de \$55 millones, lo que representa un aumento del 24% con respecto al mismo período en 2021. Y, finalmente, una pérdida neta de \$6 millones, cuando en el mismo período en 2021 reportamos una pequeña ganancia neta.

Como he explicado en conferencias telefónicas anteriores, un gran impulsor de nuestro ingreso neto cada trimestre son las ganancias y pérdidas no realizadas por el cambio de divisas, que pueden afectar la valoración de nuestros grupos de impuestos que están en pesos colombianos.

En el segundo trimestre, registramos un cargo por impuestos diferidos de \$12 millones, que en su mayoría se debió al deterioro del valor del peso colombiano frente al dólar estadounidense, y sin el cual habríamos reportado un saludable ingreso neto positivo. En el caso de que el peso se fortalezca frente al dólar estadounidense en el futuro, la compañía realizaría una recuperación del impuesto de renta diferido.

También señalaré que en el primer trimestre de 2022 vimos un peso más fuerte, y durante ese trimestre registramos una recuperación de impuestos diferidos de \$12 millones, casi idéntica en cuantía al gasto de impuestos diferidos de este trimestre. Eso está dejando el saldo de seis meses del año hasta la fecha esencialmente sin cambios. Nuestra ganancia operacional neta fue de \$3,66 por mcf en los tres meses terminados en junio 30 de 2022, la cual es un 17% más alta que en el mismo período en 2021, también un 2% más alta que en el trimestre anterior, y ligeramente superior a nuestra directriz de \$3,60, en promedio, para 2022. De hecho, esta es la ganancia neta trimestral más alta que hemos reportado desde el tercer trimestre de 2019, antes de la pandemia de COVID-19.

Nuestro precio de gas realizado de \$4,73 también es el más alto que hemos logrado desde antes del COVID, y está en el extremo superior de nuestra directriz para el año de \$4,61 a \$4,74 por mcf, gracias a precios interrumpibles más fuertes. Recuerden que la mayoría de nuestra directriz se basa en ventas en virtud de contratos en firme de precio fijo, con un precio fijo promedio de \$4,74 por mcf.

El gasto operativo fue de \$0,31 por mcf en el segundo trimestre, por debajo de \$0,36 centavos en el primer trimestre. En nuestra última conferencia dije que durante el primer trimestre estábamos haciendo algunos trabajos de mantenimiento; de ahí el aumento trimestral por una vez. Esperamos que el gasto operativo para el resto del año sea de aproximadamente \$0,30. En términos porcentuales, nuestras regalías de gas fueron de \$0,16 del ingreso bruto, lo cual está en línea con el promedio de los dos años anteriores.

Para destacar aún más la fortaleza y la estabilidad de nuestro negocio de gas natural, así como el crecimiento que vemos en nuestro negocio y los resultados financieros, queremos resaltar nuevamente el retorno sobre el capital empleado, implícito en nuestros estados financieros durante los últimos 14 trimestres, con un promedio de 16% en los últimos 12 meses.

Con esto concluyo mis comentarios sobre nuestros resultados financieros del segundo trimestre. Ahora le doy la palabra nuevamente a Charle. Gracias.

Charle Gamba

Gracias, Jason. Nuestros resultados del segundo trimestre demuestran una vez más unos márgenes operativos altos y estables, así como un retorno sobre el capital empleado muy respetable. Si bien el clima juega un papel importante en la generación de energía y la demanda de gas en Colombia, esperamos que la fortaleza de la demanda eléctrica y la recuperación económica después de la pandemia en Colombia apoyen el crecimiento continuo de la demanda de nuestro gas durante el resto de 2022 y más allá.

Nuestra directriz para 2022 se mantiene sin cambios, y prevemos que la producción y el flujo de efectivo estén cerca de nuestro extremo superior para la directriz de 200 millones de pies cúbicos estándares por día de ventas promedio de gas. También continuamos previendo que nuestro gasto de capital se acercará al extremo inferior de nuestra directriz de \$170 millones.

Nuestro programa de perforación de exploración continuará a un ritmo mayor en la segunda mitad del año, ya que perforamos con dos plataformas actualmente en Claxon 1 y Cañaflacha 2 dentro de nuestra área central, y estamos planeando contratar plataformas de perforación adicionales para perforar algunos de nuestros pozos de exploración de mayor impacto planeados para finales de este año.

Cretácica, nuestra planta termoeléctrica de 200 megavatios situada a 70 kilómetros de nuestra instalación de procesamiento de gas de Jobo, entró en funcionamiento este verano y se prevé que comience a generar en septiembre de 2022. Quisiera felicitar a Celsia, nuestra socia operativa, por la exitosa conclusión del proceso de construcción de Casarito [ph].

Finalmente, seguimos evaluando y aclarando las ofertas recibidas de los consorcios de construcción de ductos, y esperamos poder hacer un anuncio de selección pronto, con el fin de avanzar en este importante proyecto del gasoducto de Medellín.

En resumen, seguimos obteniendo resultados financieros dentro de nuestra directriz previamente establecida, lo que nos permite continuar tanto con el retorno de capital a los accionistas como con la inversión para el crecimiento, operando desde una posición de fortaleza financiera.

Ahora estamos listos para responder cualquier pregunta.

PREGUNTAS Y RESPUESTAS

Operador

Gracias. Ahora comenzaremos la sesión de preguntas y respuestas. Para hacer una pregunta, puede presionar asterisco y luego uno en su teléfono de tonos. Si está usando un altavoz, por favor levante el auricular antes de pulsar las teclas. Si en algún momento su pregunta ha sido atendida y desea retirar su pregunta, por favor presione asterisco y luego dos.

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

Nuestra primera pregunta de hoy viene de Oriana Covault, de Balanz. Por favor, adelante.

Oriana Covault

Hola, buenos días. Soy Oriana Covault, de Balanz. Gracias por tomar mi pregunta, y felicitaciones por el buen desempeño durante el trimestre. Tengo tres preguntas. Si podemos ir una por una, sería genial. Y la primera está relacionada con la entrada en funcionamiento [indiscernible], y si pudieran compartir ¿cuántos mcf por día están esperando que aporte a su línea de producción ahora que comenzó a operar?

Charle Gamba

Sí, durante todo el verano hemos estado vendiendo entre 8 (millones) y 12 millones de pies cúbicos por día a la planta durante la puesta en marcha. Por lo tanto, la planta no está despachando. Simplemente están probando los motores en secuencia. Cuando la planta empiece a despachar en septiembre, despachar electricidad, prevemos que hasta 20 millones de pies cúbicos por día pasarán por esa planta, asumiendo la utilización de aproximadamente el 50% de la capacidad, la capacidad de 200 megavatios.

Oriana Covault

Perfecto. Eso está muy claro. Y mi segunda pregunta, en relación con sus comentarios sobre la contratación de otro taladro para la exploración de alto impacto, simplemente, si pudiera compartir, ¿cómo se están preparando para la perforación en Pola-1? ¿Han hecho algún cambio en la fecha prevista de perforación y en los trabajos preliminares que deben llevarse a cabo en Pola-1?

Charle Gamba

Sí, Pola-1, hemos contratado una torre de perforación de 3.000 caballos de fuerza. Es un pozo bastante profundo, a 18.000 pies, que requiere una plataforma muy grande, la cual ha sido movilizada a Estados Unidos. Hemos iniciado actividades con respecto a la construcción de las obras civiles, la plataforma de perforación en la que se ubicará la torre. Y prevemos la iniciación de la perforación del pozo Pola-1 en noviembre. Así que, este año, esperamos que el pozo sea iniciado en el cuarto trimestre de este año.

Oriana Covault

Perfecto. Y solamente una última desde un punto de vista más elevado. Hemos estado leyendo o encontrando algunos titulares que mencionan una posible reactivación de las exportaciones de gas de Venezuela a Colombia. Así que, entiendo que es puramente especulativo en este punto, pero si pudiera compartir algo, ¿qué piensa sobre esto y qué ha escuchado en el país al respecto? Gracias.

Charle Gamba

Sí, ha habido alguna discusión sobre la importación de gas de Venezuela. Siempre ha sido una opción durante mucho tiempo. Colombia, por supuesto, solía exportar 250 millones de pies cúbicos por día de

gas de Colombia a Venezuela. Y hay acuerdos pendientes para que PDVSA devuelva ese gas en algún momento a Ecopetrol. Sin embargo, nunca han llegado a un acuerdo sobre el precio de ese gas por devolver.

Pero de todos modos, creo que la importación de gas de Venezuela representa una oportunidad muy interesante. Ciertamente estamos evaluando esa oportunidad con respecto a Canacol también. Sin embargo, hay significativos, hay algunos impedimentos para ese esquema. El primero, por supuesto, son las sanciones de la OFAC de Estados Unidos contra PDVSA, que serían problemáticas, que no permitirían la exportación de ese gas por parte de PDVSA a Colombia. Así que, ese es un problema que debe superarse.

Y el segundo es una inversión significativa en infraestructura en Venezuela para reactivar los campos de petróleo y gas, para que estén en condiciones que les permitan exportar.

Entonces, creo que, en resumen, es una posibilidad muy importante para Canacol, y hay algunos obstáculos significativos por superar en el corto a mediano plazo.

Oriana Covault

Lo tengo, gracias. Eso es muy útil. Gracias de nuevo por tomar mis preguntas.

Operador

La siguiente pregunta proviene de Chen Lin de Lin Asset Management.

Chen Lin

Hola. Gracias por tomar mis preguntas. Algunas de mis preguntas ya han sido respondidas. Quisiera felicitarlos por este maravilloso y excelente trimestre. Noté que comienzan a recomprar acciones. Las acciones de su compañía están negociándose a un nivel muy deprimido después de la elección en Colombia. Entonces, ¿qué margen tienen para comprar más acciones del mercado abierto, y cuándo planean algún aumento futuro de dividendos? Gracias.

Jason Bednar

Sí, puedo responder eso. Lo primero que quisiera señalar es que actualmente tenemos unos dividendos muy saludables. Al precio de la acción son probablemente de alrededor del 9%. Y, por supuesto, ese es un retorno a los accionistas de aproximadamente US\$28 millones anuales, de manera que ciertamente no es insignificante.

Como tenemos un programa de capital muy agresivo con miras a un gasoducto de Medellín, en términos de pozos de exploración, etc., creo que nuestra oferta de emisor en el curso normal será más oportunista en esta etapa, en lugar de tener un nivel establecido que compraremos para el resto del año.

Chen Lin

Bien, gracias. ¿Puede decirnos qué margen tienen para la recompra de acciones? ¿Cuánto—

Jason Bednar

Ah, sí, claro. Sí, claro, sí. Es una fórmula basada en la flotación libre que la TSX hace cada año. Nuestro número asignado a la recompra este año fue de aproximadamente 11 millones de acciones, y hasta ahora hemos recomprado entre 5 (millones) y 6 millones en la primera mitad de este año.

Chen Lin

Bien, genial. Gracias. Es bueno saber que tienen más margen. ¿Y puede ampliar un poco? Sé que esto se preguntó anteriormente, el pozo de alto impacto. Muchos accionistas realmente están esperando eso.

¿Qué aproximado, cuando consigan que la torre entre, aproximadamente en cuánto tiempo sabrá el accionista que es un éxito o no?

Charle Gamba

Sí, gracias, Chen. Como mencioné para la pregunta anterior, la torre está siendo movilizada, 3.000 caballos de fuerza. Se están construyendo las obras civiles, y esperamos que la perforación del pozo inicie en noviembre. Eso pondría los resultados en enero del próximo año.

Chen Lin

Bien, genial. Gracias. Una vez más, felicitaciones por el excelente trimestre.

Charle Gamba

Gracias, Chen.

Operador

Nuevamente, si tienen alguna pregunta, por favor presionen asterisco y luego uno. En este momento, quisiera darle la palabra a Carolina Orozco para atender algunas preguntas de la transmisión por la red.

Carolina Orozco

Gracias. La primera pregunta que tenemos es de Lucas Royá de Compass Group. Lucas pregunta si hay una posibilidad de que no haya más contratos de exploración firmados. ¿Cuántos años estiman que podrían operar sin problemas?

Charle Gamba

Gracias, Lucas. Tenemos participación en 11 contratos de exploración y producción, seis en el Valle inferior del Magdalena, que es nuestra área de operación principal, y cinco en el Valle medio del Magdalena, que es nuestra nueva área de exploración de gas de alto impacto. En esos 11 contratos hemos identificado alrededor de 190 lugares de perforación, lugares de perforación de exploración, que contienen, sobre una base bruta y sin riesgo, 18 TCF de recursos de gas prospectivos.

Tenemos suficiente inventario para perforar esos 11 bloques por al menos 10 años. Así, tenemos una cartera muy profunda de oportunidades para gas en esos 11 contratos, que podría vernos continuar perforando pozos de exploración, y traducir esos recursos a 17 billones de pies cúbicos de recursos prospectivos brutos no realizados de gas en nuevas reservas para ventas comerciales.

Carolina Orozco

La siguiente pregunta viene de Brody Batorres [ph] [indiscernible]. El Ministro de Minas y Energía acaba de decir que el nuevo gobierno en Colombia no firmaría nuevos contratos de exploración de gas, y si las reservas de gas bajan, importaremos gas de Venezuela. ¿Qué piensan, y cómo puede afectar esto al negocio de Canacol en Colombia?

Charle Gamba

Pienso que acabo de responder esa pregunta, creo.

Carolina Orozco

Gracias, Charle. El siguiente es Carlos Caras [ph] [indiscernible] SAD. Hola. ¿Han estimado el impacto de una hipotética aprobación de la reforma tributaria colombiana? ¿El gobierno esperaba cambiar la regalía [indiscernible] P&G y las exportaciones? ¿Qué esperan?

Jason Bednar

Sí, todavía estamos analizando el impacto de la reforma aún por aprobar.

Carolina Orozco

Gracias, Jason. La siguiente pregunta es de Julio Vengar [ph]. ¿Cuál es el vencimiento promedio de los contratos en firme que tienen actualmente?

Charle Gamba

La respuesta es 7,3 años.

Carolina Orozco

Bien, gracias. La siguiente pregunta es de Maddie Pabam [ph] de First New York Capital. El contrato BOOM que están a punto de firmar ha tomado más tiempo que el esperado. ¿Pueden hablar sobre algunos de los problemas relacionados con el retraso, y qué tan pronto creen que firmarán?

Charle Gamba

No hay problemas. No hay problemas. Actualmente estamos redactando la forma final del acuerdo con la parte que ha sido seleccionada. Y prevemos que haya redacción de ida y vuelta de los acuerdos, por supuesto. Esperamos estar firmando esos acuerdos en el próximo mes.

Carolina Orozco

Gracias, Charle. Y, operador, creo que teníamos a alguien más en la cola para hacer una pregunta. ¿Puede por favor dejarlo entrar?

Operador

Por supuesto.

Charle Gamba

Hay una de Rodrigo Torres que deberías atender, Caroline.

Carolina Orozco

Sí, está llegando, pero por favor tomemos a Schroders primero, y después atendemos esa en [indiscernible].

Operador

La siguiente pregunta viene de Till Moewes de Schroders. Por favor, adelante.

Till Moewes

Hola. Gracias por tomar mi pregunta. Felicitaciones por los resultados. Mi pregunta es sobre Ecopetrol. Ellos, en las últimas semanas, hicieron anuncios sobre hallazgos de gas en aguas profundas. Y parece que, potencialmente, serían significativos, ya que Ecopetrol incluso dijo que podrían permitir que la compañía se convierta en exportadora de gas, lo que creo que indica la naturaleza potencialmente cambiante de esto.

Así, me preguntaba, ¿cuál es su opinión sobre estos anuncios, y cómo afectarían al mercado interno, según su primera opinión inicial? Gracias.

Charle Gamba

Gracias por la pregunta. Ellos han hecho dos anuncios. Uno es un descubrimiento, el pozo Uchuva-1 en el contrato Tayrona, que está situado frente a la costa de Coherer [ph] en el noreste de Colombia. Ese pozo fue perforado en aproximadamente 840 metros de agua, lo que es un descubrimiento de gas en aguas profundas, no asociado. Sigue al descubrimiento de Orca-1 en el contrato Tayrona realizado por Petrobras en 2014. Por lo tanto, es el segundo descubrimiento de gas en aguas profundas en Tayrona.

Si bien es muy positivo, con respecto a la detección de la presencia de gas, la falta de desarrollo de Orca, que fue descubierto en 2014, probablemente indica problemas comerciales relacionados con el desarrollo, sobre una base de campo completo, de descubrimientos de gas no asociado en esa profundidad de agua.

Entonces, si bien el descubrimiento de Uchuva-1 es positivo, con respecto a la presencia de gas, todavía hay incertidumbres en relación con la viabilidad comercial del desarrollo tanto del descubrimiento de Uchuva-1, como del descubrimiento de Orca-1, que se realizó en 2014, hace ocho años.

El segundo anuncio que hizo Ecopetrol fue con respecto al pozo lateral Gorgon-2, que fue un pozo de evaluación del descubrimiento Gorgon-1 realizado en el Golfo de Urabá por Anadarko en 2018. El pozo Gorgon-1, que fue perforado en 2018, encontró gas, y el pozo lateral Gorgon-2, que se anunció a principios de esta semana, confirmó la presencia de gas en otra parte de ese descubrimiento. Sin embargo, el descubrimiento de Gorgon se encuentra en 4.200 metros de agua, lo que lo haría el descubrimiento de gas no asociado más profundo, ultraprofundo, del mundo, con problemas considerables relacionados con la comercialización del descubrimiento en esas profundidades de agua.

Así, en conclusión, ha seguido habiendo detección exitosa de gas en la costa caribeña de Colombia, tanto en aguas moderadamente profundas en Uchuva y Orca, como en aguas ultraprofundas en Gorgon. Sin embargo, hay problemas significativos relacionados con el desarrollo comercial de esos campos, dadas las profundidades del agua para esos campos de gas no asociado. Si se desarrollaran, estaríamos ante plazos de entre ocho y diez años, y proyectos de desarrollo multimillonarios.

Till Moewes

Creo que eso es muy interesante, muy claro. Otra pregunta es sobre el proyecto del gasoducto de Medellín. Me preguntaba cuál es el estado de los permisos y licencias allí. ¿Hay algo que pueda cruzarse con sus planes en lo que respecta a regulación ambiental, consultas a las comunidades, etc., en que la nueva administración pudiera adoptar una postura más crítica? Gracias.

Jason Bednar

Con respecto al licenciamiento ambiental, el proyecto, a finales del año pasado, fue aprobado por el gobierno colombiano como un proyecto de importancia estratégica nacional para el país. Por lo tanto, tiene una designación especial, que ayudará en el proceso del permiso ambiental. Nos estamos preparando para presentar la solicitud. Hemos recibido el DAA del Ministerio de Ambiente, que esencialmente es una aprobación de las rutas del gasoducto. Entre las opciones que presentamos, ellos han aprobado la ruta preferida que deseamos tomar. Y ahora nos estamos preparando para presentar la solicitud del permiso ambiental, el permiso ambiental detallado, a fines de septiembre, principios de octubre, de este año.

Así, prevemos que esa licencia sería expedida en el segundo trimestre del próximo año, lo que permitirá el inicio de la construcción del gasoducto para que esté listo en diciembre 1 de 2024.

Operador

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

Oriana Covault

Hola, gracias. No, solamente tenía un seguimiento, pero ya fue abordado. Gracias.

Operador

Le daré la palabra a Carolina Orozco para más preguntas de la transmisión por la red.

Carolina Orozco

Gracias. Tenemos otra pregunta de Reese Orgeen [ph] de William Blair. ¿Cuál es el precio promedio de sus volúmenes contratados?

Jason Bednar

Como lo publicamos en nuestra directriz en diciembre, el precio promedio para 2022 de nuestros volúmenes en firme es de \$4,74 por mcf, neto de cualquier cargo de transporte relacionado, precio en cabeza de pozo.

Operador

Una vez más, si tienen alguna pregunta, por favor presionen asterisco y luego uno.

Carolina Orozco

Tenemos otra pregunta de Marical Bound [ph] de First New York Capital. El contrato BOOM que están a punto de firmar— no, esa ya ha sido tomada. Discúlpenme. Démosles dos segundos para ver si recibimos más preguntas de la transmisión por la red o en la cola.

Charle Gamba

Sí, veo una pregunta aquí, Carolina—

Carolina Orozco

Más tarde, podemos ir con Joseph Shafter.

Charle Gamba

Veo una pregunta aquí, Carolina, de Rodrigo Torres de Valora Analytik. ¿Has visto esa pregunta?

Carolina Orozco

Sí, voy a volver a leerla. Creo que la leímos antes, pero voy a volver a leerla, Charle. Tenemos una pregunta de Rodrigo Torres de Valora Analytik. Él está preguntando: El Ministro de Minas y Energía acaba de decir que el nuevo gobierno de Colombia no firmaría nuevos contratos de exploración de gas, y si las reservas de gas bajan, importaremos gas de Venezuela. ¿Qué piensan, y cómo puede afectar esto al negocio de Canacol en Colombia?

Charle Gamba

Perfecto. Gracias. Con respecto a Venezuela, de lo que ya he hablado, pienso que ciertamente es una oportunidad interesante para Canacol. Es una fuente potencial de gas muy grande para comercializar aquí en Colombia. Además de los dos temas que mencioné anteriormente, que fueron con respecto a las sanciones contra PDVSA, y el monto de inversión en infraestructura en Venezuela que tendría que hacerse para lograr esto, también hay alguna incertidumbre con respecto al precio al que se venderá ese gas dentro de Colombia. Así, hay muchos problemas con respecto a que el precio de ese gas sea potencialmente más alto que el de un gas nacional colombiano.

Y, por supuesto, me gustaría reiterar que Canacol, como mencioné anteriormente, tiene un inventario de exploración aquí en Colombia de más de 17 billones de pies cúbicos de recursos prospectivos brutos sin riesgo que podemos perforar aquí. Así que, gracias.

Operador

La siguiente pregunta viene de Josef Schachter de SEI.

Josef Schachter

Buenos días, Charle y Jason. La pregunta que tenía para Jason era sobre tal vez la deducibilidad de la

regalía, que mencionaste que todavía estás estudiando. Y felicidades por empezar a tener volúmenes moviéndose a [indiscernible]. Esa era otra, y me alegro de que estén avanzando.

La última pregunta que tenía estaba relacionada con su producción de petróleo. Ha subido un 170%. ¿Eran estos pozos cerrados que no eran rentables en el pasado? ¿Están gastando dinero allí? ¿Cuál es la perspectiva para su lado petrolero colombiano? Y, por supuesto, los ingresos son bastante buenos. ¿Qué ven que sucederá allí en el futuro?

Charle Gamba

Hola, Josef. Sí, esa producción de petróleo viene de nuestro campo petrolero Rancho Hermoso situado en la Cuenca de los Llanos. Operamos ese campo, y nuestro socio allí es Ecopetrol. Así, ese campo ha estado produciendo desde 2008 para nosotros. Es un campo muy, muy maduro. Y como dices, el hecho del asunto es que tienes toda la razón. Con el aumento en el precio del petróleo, hemos podido reactivar pozos que estaban cerrados debido a una economía negativa con un precio de petróleo más bajo. Eso simplemente refleja la puesta en operación de nuevos pozos. No hemos gastado ningún capital en Rancho Hermoso durante los últimos ocho años, y no tenemos intención de invertir ningún capital en proyectos relacionados con petróleo en Rancho Hermoso, ni en otro lugar en este momento.

Josef Schachter

Entonces, de cara al futuro, ¿deberíamos tener solamente agotamiento, bajar ese número, o ese número puede mantenerse estable por un tiempo?

Charle Gamba

Es un campo maduro. Ha estado produciendo, Josef, desde 2002. Así que es un campo muy viejo, muy maduro, y las disminuciones son muy, muy bajas. Por lo tanto, la producción es muy estable y las disminuciones son muy bajas. Estamos en el extremo de la cola de la producción de ese campo, que va a ser muy larga y muy plana, en general, pero muy sensible, extremadamente sensible al precio del petróleo.

Josef Schachter

Estupendo. Muchas gracias, y felicitaciones de nuevo por el buen trimestre.

Charle Gamba

Gracias, Josef.

Operador

De nuevo, si tienen alguna pregunta, por favor presionen asterisco y luego uno.

La siguiente pregunta viene de Till Moewes de Schroders. Por favor, adelante.

Till, su línea está abierta.

Till Moewes

Gracias por tomar mis preguntas de seguimiento. Se trata de los contratos en firme. Ustedes mencionaron anteriormente que el vencimiento promedio es de 7,3 años. Y me preguntaba, al expirar los contratos, ¿planean renovarlos? O en el nuevo escenario en el que el Ministro de Minas está de nuevo posicionando abiertamente las licencias de exploración, ¿tendría sentido aumentar su exposición al mercado al contado pues los precios podrían subir en ese escenario? Gracias.

Charle Gamba

Jason, ¿puedes tomar esa?

Jason Bednar

Sí, claro. Históricamente, nuestro perfil de ventas ha sido de aproximadamente un 80% en contratos en firme. Hemos estado en el negocio del gas con el último 20% siendo interrumpible. Este último trimestre tuvo los precios interrumpibles más fuertes que hemos visto en aproximadamente 2,5 años, pero eso es más impulsado internamente con respecto a la oferta y la demanda dentro de Colombia, pues Colombia produce aproximadamente un BCF al día y usa aproximadamente un BCF al día.

Obviamente, los campos de gas maduros están en declive y, teóricamente, al menos, nuestro precio repunta mientras la demanda continúa subiendo un 3% al año, según lo estimado por la UPME. Hemos estado en el negocio del gas desde 2012, así que aproximadamente una década, y la mayoría de nuestros clientes ha tenido renovación de contratos durante ese período.

Entonces, si miran cualquiera de los contratos en nuestra cartera, que son aproximadamente 20 contratos en esa cartera, rutinariamente se renuevan al final del plazo, y esperaríamos que eso continúe en el futuro.

Till Moewes

Gracias.

CONCLUSIÓN**Operador**

Una vez más, si tienen alguna pregunta, por favor presionen asterisco y luego uno.

Al no ver más preguntas en la cola, concluye la sesión de preguntas y respuestas, así como la conferencia.

Gracias por su asistencia y participación. Ahora pueden desconectarse.