

Canacol Energy, Ltd.

Resultados Financieros del Segundo
Trimestre de 2019

Agosto 9 de 2019 a las 11:00 a.m. Hora del
Este

PARTICIPANTES CORPORATIVOS

Carolina Orozco – *Directora de Relaciones con Inversionistas*

Charle Gamba – *Presidente y Director Ejecutivo*

Jason Bednar – *Vicepresidente Financiero*

PRESENTACIÓN

Operador

Hola y bienvenidos a la Conferencia Telefónica sobre Ganancias del Segundo Trimestre de 2019 de Canacol Energy. Todos los participantes estarán en modo de solo escucha. Si necesita asistencia, por favor indíquelo a un especialista de conferencia presionando la tecla asterisco seguida por el cero. Las preguntas también pueden ser enviadas en línea a través de la transmisión de la compañía por la web. Después de la presentación del día de hoy habrá una oportunidad de hacer preguntas. Para hacer una pregunta puede presionar asterisco y luego uno en su teléfono de tonos. Para retirar su pregunta, por favor presione asterisco y luego dos. Por favor tenga en cuenta que este evento está siendo grabado.

Quisiera ahora darle la palabra a Carolina Orozco, Directora de Relaciones con Inversionistas. Por favor, adelante.

Carolina Orozco

Buenos días y bienvenidos a la Conferencia Telefónica sobre Ganancias del Segundo Trimestre de 2019 del Canacol. Soy Carolina Orozco, Directora de Relaciones con Inversionistas. Estoy con el Sr. Charle Gamba, Presidente y Director Ejecutivo, y con el Sr. Jason Bednar, Vicepresidente Financiero. Nos gustaría disculparnos por el error que se presentó en el enlace para unirse a la transmisión por la web. Acabamos de enviar un correo electrónico a nuestra lista de distribución con el enlace correcto. Si no puede acceder, por favor envíenos un correo electrónico y se lo remitiremos inmediatamente.

Antes de comenzar, es importante mencionar que los comentarios en esta teleconferencia por parte de la alta gerencia de Canacol pueden incluir proyecciones sobre el desempeño futuro de la Compañía. Estas proyecciones no constituyen compromisos sobre resultados futuros ni tienen en cuenta riesgos o incertidumbres que pueden materializarse. En consecuencia, Canacol no asume responsabilidad alguna en el evento de que los resultados futuros sean diferentes a las proyecciones compartidas en esta teleconferencia. Por favor tenga en cuenta que todas las cifras en esta conferencia están denominadas en dólares de los EE.UU.

Comenzaremos la presentación con nuestro Presidente y Director Ejecutivo, Sr. Charle Gamba, quien cubrirá los aspectos operacionales destacados para el segundo trimestre de 2018. El Sr. Jason Bednar, nuestro Vicepresidente Financiero, cubrirá luego los aspectos financieros destacados. El Sr. Gamba se nos une desde Bogotá y el Sr. Bednar se nos une desde Calgary. El Sr. Gamba cerrará con una exposición sobre la perspectiva de la Compañía para el año fiscal de 2019. Una sesión de preguntas y respuestas vendrá después del segmento de cierre del Sr. Gamba.

Le doy ahora la palabra al Sr. Gamba, Presidente y Director Ejecutivo de Canacol Energy.

Charle Gamba

Gracias Carolina y bienvenidos a la Conferencia Telefónica del Segundo Trimestre de 2019. El segundo marcó otro trimestre sólido de crecimiento de las ventas de gas natural y costos de descubrimiento y desarrollo líderes en la industria, en donde aumentamos nuestras ventas contractuales realizadas de gas en un 8% a 121 millones de pies cúbicos estándares por día, por arriba de los 112 millones de pies cúbicos estándares por día durante el mismo período informado en 2018.

En julio pasado anunciamos que culminaron los trabajos asociados con la expansión del gasoducto entre nuestra planta de gas operada de Jobo y Cartagena. Estos trabajos incluyeron la ruta de 85 kilómetros del nuevo ducto de 20 pulgadas y la adición de la instalación de compresión en la estación de Filadelfia. Ambos resultaron en un incremento de 100 millones de pies cúbicos estándares por día de capacidad de transporte para la compañía a sus clientes en Cartagena y Barranquilla.

La Compañía prevé que el total de ventas corporativas de 215 millones de pies cúbicos estándares por día será alcanzado a mediados de agosto de 2019 y se prevé que este nivel de ventas se mantenga por lo que resta del año. Las ventas de esta semana han estado por encima de 180 millones de pies cúbicos estándares por día a medida que continúa el llenado de la línea. La finalización de esta parte de la expansión de la tubería destaca un hito significativo en nuestras iniciativas para comercializar nuestro gran recurso de gas natural establecido en Colombia.

En adición a haber realizado este importante objetivo, la Compañía también ha obtenido también muy buenos resultados en su programa de perforación de exploración y desarrollo en el segundo trimestre con dos nuevos descubrimientos que se hicieron en la primera mitad de este año. También hicimos un buen progreso en la estructuración del proyecto del nuevo gasoducto en Medellín, el cual esperamos cerrar en el tercer trimestre de este año.

También aumentamos nuestra ganancia operacional neta promedio de gas natural en un 2% a US\$3,88 por 1.000 pies cúbicos, de \$3,81 por 1.000 pies cúbicos en el mismo período de 2018. El incremento se atribuye principalmente a una reducción del 26% en los gastos operativos a \$0,31 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con \$0,42 por Mcf para el mismo período en 2018. El segundo trimestre también vio un sólido inicio de nuestro programa de perforación de exploración en 2019 en tanto tuvimos éxito en los primeros dos de los cuatro pozos de exploración planeados para 2019, con el descubrimiento de Acordeón-1, que en las pruebas arrojó 33 millones de pies cúbicos estándares por día, y el descubrimiento de Ocarina-1, que en las pruebas arrojó 30 millones de pies cúbicos estándares por día. Estos pozos han sido conectados a la instalación de producción de Jobo cerca de la línea de flujo de Pandereta y ahora están en producción permanente.

Históricamente, Canacol ha logrado una tasa de éxito comercial del 85% en sus programas de perforación de exploración de gas, lo cual es realmente notable para una zona de gas convencional en tierra firme. Nuestra tasa de éxito comercial en perforación de avanzada y desarrollo es del 100%. Estas estadísticas son un buen augurio para la perforación futura de los más de 140 prospectos e indicios de exploración que hemos identificado en nuestra área de exploración de 1,1 millones de acres en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia.

En junio de 2019, la expansión de la instalación de procesamiento de gas natural de Jobo 3 fue finalizada, lo cual elevó la capacidad de tratamiento de gas natural de Canacol de 200 millones de pies cúbicos estándares por día a la capacidad actual de 330 millones de pies cúbicos estándares por día. Con los pozos existentes que hemos conectado a la instalación de Jobo, ahora tenemos la capacidad productiva para entregar 330 millones de pies cúbicos estándares por día, muy por encima del nivel proyectado de 215 millones de pies cúbicos estándares por día de producción de gas previsto para el resto del año.

Ahora quisiera dar la palabra al Sr. Jason Bednar, Vicepresidente Financiero de Canacol, para exponer algunos de los aspectos financieros destacados relacionados con nuestros resultados en el segundo trimestre de 2019. Cuando termine, presentaré las perspectivas para lo que resta de 2019.

Jason Bednar

Gracias, Charle. El éxito continuó en el segundo trimestre de 2019 para Canacol, tanto operacional como financieramente, en tanto continuamos ejecutando nuestro plan para impulsar nuestro creciente negocio de gas natural. Para el trimestre terminado en junio 30 de 2019, las ventas contractuales realizadas totales de gas fueron de 21.499 BOE por día, incluyendo 120,5 millones de pies cúbicos de gas por día y 356 barriles de petróleo por día en promedio durante todo el trimestre. Los 120,5 millones de pies cúbicos de ventas de gas por día constituyeron un incremento del 8% frente a los 111,9 millones de pies

cúbicos que promediamos en el segundo trimestre de 2018.

El aumento en las ventas de gas natural se debe a que el gasoducto y los compresores de Sabanas ahora están operando a plena capacidad, y no lo estuvieron en la primera mitad de 2018. Durante el trimestre, las ventas de gas han sido impactadas marginalmente por varios compradores que han ejercido sus tiempos de inactividad contractualmente permitidos.

Ahora que ha culminado la expansión del gasoducto entre la instalación de procesamiento de gas de Jobo, de Canacol, y Cartagena, esperamos que las ventas contractuales realizadas totales aumenten en un 78%, de 120,5 millones de pies cúbicos promedio por día en el segundo trimestre de 2019 a 250 millones de pies cúbicos por día para mediados de agosto de 2019.

Los ingresos totales de gas natural netos de regalías y gastos de transporte para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019 aumentaron en 8% y 15% a \$45,7 millones y \$93,1 millones respectivamente, en comparación con \$42,4 millones y \$81,1 millones para los mismos períodos en 2018, lo cual es atribuible principalmente a este incremento en las ventas de gas natural.

La Compañía obtuvo un EBITDAX de \$37 millones y \$76,8 millones para los tres y seis meses terminados a junio 30, en comparación con los \$33,6 millones y \$67,2 millones para los mismos períodos en 2018, no obstante la inclusión de 1.900 barriles de ventas de petróleo en las cifras de 2018. La gran mayoría de la producción de petróleo fue vendida en la negociación de Arrow, la cual cerró en septiembre de 2018, de modo que no está en las cifras de 2019.

La Compañía reportó ingresos netos de \$8,2 millones para los seis meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con una pérdida neta de \$17,7 millones para el mismo período en 2018. Se espera que el ingreso neto trimestral aumente sustancialmente ahora que la producción de gas natural está aumentando como resultado de la culminación del gasoducto de Promigás.

Los fondos provenientes de las operaciones aumentaron un 11% a \$55,5 millones para los seis meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con los \$49,8 millones para el mismo período en 2018, una vez más no obstante la enajenación de sustancialmente todos los activos de petróleo de la Compañía.

Los gastos de capital netos para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019 fueron de \$13,4 millones y \$48,2 millones. Los gastos de capital netos fueron netos de la enajenación por \$14,5 millones de la participación en la explotación de la línea de flujo de Sabanas durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, que generó para la Compañía un retorno en efectivo positivo sobre sus inversiones.

Los gastos de capital netos durante los tres meses terminados en junio 30 están relacionados principalmente con, primero que todo, la perforación de los pozos Nelson-7, Acordeón-1 y Ocarina-1; el comienzo del programa de sísmica de 3D en 155 kilómetros cuadrados del bloque VIM-5, que fortalecerá un nuevo conjunto de prospectos con miras a la campaña de perforación de la Compañía para 2020; en tercer lugar, los costos de instalaciones en los bloques de Esperanza y VIM-5, incluyendo la terminación total de Jobo 3; y, por último, la enajenación de la participación en la explotación de la Compañía en el gasoducto de Sabanas, como se acaba de exponer.

Los gastos de capital netos por \$48,2 millones para el período de seis meses incluyeron adiciones distintas a efectivo de \$7,4 millones, debidas principalmente a la adopción de la NIIF 16, quedando con ello adiciones en efectivo netas reales de \$40,8 millones, lo cual representa un gasto neto de solamente 74% de nuestros fondos provenientes de las operaciones, que fueron de \$55,5 millones para el mismo

período de seis meses.

Para el segundo trimestre de 2019, los gastos operativos totales de gas natural por Mcf disminuyeron un 26% a \$0,31 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30, en comparación con \$0,42 para el mismo período en 2018. La disminución se atribuye principalmente a la compra y operación de la planta de gas de Jobo 2 gas y otras eficiencias operativas. En su mayoría los gastos operativos de gas natural de la Compañía son fijos y, en esa medida, la Compañía espera que sus gastos operativos de gas natural por Mcf disminuyan más con mayores ventas contractuales realizadas que comienzan este mes.

Los gastos GyA por BOE disminuyeron un 20% durante los tres meses terminados en junio 30 de 2019, en comparación con el mismo período en 2018. La disminución se debe principalmente a las eficiencias en costos y las mayores ventas de gas natural. Se espera que los GyA por Mcf continúen disminuyendo a medida que la base de ventas de la Compañía crezca en lo que resta de 2019 y en 2020, ahora que el nuevo gasoducto de Promigás ha sido terminado.

Los precios de venta de gas netos de transporte, de \$4,83 por Mcf y \$4,90 por Mcf para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2019, estuvieron ambos por encima de nuestra proyección anunciada anteriormente de \$4,75 por Mcf. Estos precios de venta, junto con nuestros costos operativos dramáticamente reducidos, llevaron a ganancias operacionales netas muy sólidas, de \$3,88 por Mcf y \$3.96 por Mcf, una vez más, ambas más altas de lo previsto.

A junio 30 de 2019, la compañía tenía \$28,7 millones en efectivo más \$4,6 millones en efectivo restringido y un superávit de capital de trabajo de \$47,1 millones. Para los restantes seis meses del año, la Compañía espera que sus gastos estén dentro de los fondos proyectados provenientes de las operaciones, asegurando así un efectivo y un superávit de capital de trabajo sólidos para 2020.

En este punto le devuelvo la palabra a Charle para cerrar con la estrategia y la perspectiva para lo que resta de 2019. Gracias a todos por reunirse hoy con nosotros.

Charle Gamba

Gracias, Jason. Para lo que resta de 2019, la Compañía está enfocada en ejecutar su programa de perforación de exploración y desarrollo y firmar los contratos necesarios relacionados con la construcción de un nuevo gasoducto a Medellín, el cual transportará 100 millones de pies cúbicos estándares por día de nuevas ventas de gas a finales del 2022.

Lo que resta del programa de perforación incluye el pozo de avanzada Pandereta-5, que está siendo perforado actualmente, el cual será seguido por el pozo de avanzada Clarinete-4 y los pozos de exploración Porro Norte-1 y Arándala-1 hasta final del año. Pandereta-5 está probando la expansión occidental del campo Pandereta, que ha estado en producción desde 2017, y podría representar una adición importante de reservas, si resulta exitoso. Esperamos los resultados de este pozo dentro de las próximas tres semanas.

Con respecto al proyecto del gasoducto de Medellín, la Compañía espera firmar un contrato de venta en firme con una importante empresa colombiana de servicios públicos durante el mes de agosto de 2019, mediante el cual la mitad de la capacidad de 100 millones de pies cúbicos estándares por día del gasoducto será contratada por un período de 10 años. El siguiente paso, por cumplirse a finales del tercer trimestre de 2019, será constituir el consorcio que construirá y operará el gasoducto, con la entrada en operación del gasoducto prevista para finales de 2022.

Esto concluye mis comentarios con respecto a las perspectivas. ¿Carolina?

Carolina Orozco

Gabby, por favor adelante con las preguntas y respuestas.

PREGUNTAS Y RESPUESTAS**Operador**

Gracias. Ahora empezaremos la sesión de preguntas y respuestas. Para hacer una pregunta deben presionar asterisco y luego uno en su teléfono de tonos. Si están usando un teléfono con altavoz, por favor levanten el auricular antes de presionar las teclas. Para retirar su pregunta por favor presionen asterisco y luego dos. Nuevamente, las preguntas también pueden ser enviadas en línea a través de la transmisión de la Compañía por la web. En este momento haremos una pausa momentánea para reunir nuestra lista.

La primera presunta viene de Luiz Carvalho de UBS. Por favor adelante.

Luiz Carvalho

Hola, Charle. Hola, Jason. Hola, soy Luiz. Gracias por la conferencia. Tengo básicamente tres preguntas. La primera, voy a decir, ¿cuáles son los precios respecto de las ganancias operacionales netas que se están negociando en el contrato de Medellín, o los contratos del gasoducto de Medellín? La segunda pregunta es, quiero decir, ¿tienen alguna idea de quién comprará, digamos, estos 15 [ph] pies cúbicos por día adicionales del gasoducto de Medellín que aún no están contratados?

Y la tercera pregunta, Charle, tal vez usted pueda ayudarnos en esto. Quiero decir, Canacol ahora está básicamente, quiero decir, con una gran producción que está ya contratada, y me pregunto cómo ve a Canacol posiblemente cambiando de una compañía puramente de E&P a una más de servicios públicos e incluso posiblemente comercialización en múltiples mucho más altos que lo que se está negociando actualmente? Muchas gracias.

Charle Gamba

Gracias. Perdón pero ¿podría repetir la primera pregunta que hizo? No la capté del todo.

Luiz Carvalho

Sí. Quiero decir, la primera pregunta es básicamente el precio, si pueden compartir el precio con respecto a las ganancias operacionales netas que se está negociando efectivamente con el gasoducto de Medellín.

Charle Gamba

Bien. Gracias. Entiendo. Bien, con respecto a los precios de los contratos que estamos negociando en Medellín, esperamos precios en boca de pozo muy similares a aquellos con los cuales contamos actualmente, que diría que van de \$4,80 por MMBtu a \$5,20 por MMBtu. Ese es el rango de precios que estamos negociando en boca del pozo. Lo otro por supuesto, es el transporte en adición a ello, cuyo pago es responsabilidad del cliente.

Con respecto a su segundo punto, relativo a otros clientes en Medellín, hay otros consumidores comerciales de gas así como consumidores de gas vehicular y consumidores industriales en Medellín con los que estamos negociando actualmente, que representan un mercado potencialmente interesante. Y también estamos viendo la posibilidad de exportar la capacidad restante del gasoducto, que será de 50 millones, en la red de gasoductos de TGI vía Transmetano a Sebastopol. Estamos viendo entre varias opciones si dejar todo el gas en Medellín, todos los 100 millones, o dejar parte del gas en Medellín y transportar el resto del gas por inyección en TGI a Sebastopol.

Y finalmente, con respecto a su pregunta sobre cómo migramos para volvernos más una empresa de servicios públicos, dada la naturaleza de nuestros contratos fijos a largo plazo, pienso que es una pregunta muy interesante y una observación muy interesante. Pienso que en tanto continuemos generando ingresos razonablemente consistentes que reflejen los precios estables de nuestros contratos, veremos más una transición hacia eso, tal vez, también con el inicio de un programa de dividendos, que estamos contemplando igualmente para finales de este año.

Y finalmente, como lo anunciamos o como lo hemos expuesto en el pasado, también estamos contemplando entrar en el sector de generación de energía aquí en Colombia, lo cual, por supuesto, sería un componente puramente de servicios públicos como una forma de comercializar algo del gas inutilizado que tenemos que no podemos poner en el gasoducto debido a restricción de capacidad.

Luiz Carvalho

Bien. Esto está claro. Muchas gracias.

Charle Gamba

Gracias a usted.

Operador

La siguiente pregunta viene de Nicolás Erazo de Credit Corp Capital. Por favor adelante.

Nicolás Erazo

Hola a todos. Gracias por la conferencia telefónica. Por el momento, estoy interesado en discutir sobre el nuevo proyecto de una planta térmica anunciado ayer en una entrevista al Sr. Gamba; solamente un comentario sobre eso y una pregunta de UBS. Este proyecto será desarrollado por una inversión total de \$150 millones, con una participación del 35% en el mismo por Canacol. Quiero saber con quiénes desarrollarían este proyecto. Y cuáles son sus expectativas sobre estos proyectos en términos de generación de flujo de caja.

Charle Gamba

Seguro Nicolás, Bien, muchas gracias. Sí. Participamos en una ronda de licitación pública, un proceso público aquí en Colombia en marzo, que estaba relacionado con la generación de 2.250 megavatios, en total, de nueva electricidad para enero de 2023. Esto fue ofrecido por el gobierno colombiano, bajo el Cargo por Confiabilidad, que es esencialmente la capacidad generadora de respaldo durante fenómenos futuros de El Niño. Participamos en esa ronda con un consorcio integrado por Celsia, que es una entidad generadora de energía muy grande en Colombia; y Aps [ph], que también tiene generación de energía a la cual vendemos gas en Cartagena. Canacol entró con una participación del 10% en ese consorcio. Pero, en forma más importante, firmamos un contrato de gas para ese consorcio por el cual suministraríamos gas a la planta de energía, que es una planta de energía de 200 megavatios, cuando entre en funcionamiento en 2023, y cuando sea requerido despachar bajo el Cargo por Confiabilidad.

Un proyecto muy especial, no un proyecto que genere sobre una base continua. Nuevamente, este es simplemente un proyecto de generación de respaldo, que es esencialmente subsidiado por el gobierno colombiano en términos de una tarifa plana que ha de estar siempre a la espera, y luego la capacidad de generar cuando se requiera despachar. Aparte de ese proyecto, también estamos contemplando ahora otro proyecto, más un proyecto hacia el despacho continuo de energía eléctrica. Se ha presentado una serie de varios factores que influyen en la generación eléctrica en Colombia, el más importante la falla del proyecto hidroeléctrico de Hidroituango en entrar en generación en diciembre del año pasado, que ahora se ha demorado hasta 2022 o 2024.

Hay un déficit percibido en la capacidad de generación eléctrica en el futuro, dado que la demanda

eléctrica ha venido aumentando en un 3% a 4% por año recientemente en tanto la economía se ha expandido. Una forma que vemos de comercializar algunas de nuestras reservas que no pueden ser comercializadas debido a la falta de transporte por gasoducto es esencialmente construir los campos de gas internos de la planta de energía térmica y generar electricidad y despacharla.

Esto, por supuesto, tiene muchas ventajas. Nos ayuda a comercializar nuestro gas pues no necesitamos un gasoducto. El costo de la electricidad es un componente interesante para analizar. Es un mercado fuertemente regulado en Colombia, y actualmente estamos analizando este tipo de proyecto, tanto desde la perspectiva de la regulación actual como de los posibles socios que inviertan con nosotros en este proyecto, y luego, por supuesto, los consumidores o clientes a los cuales podamos vender electricidad a través de la red nacional.

Está realmente en su fase temprana. Básicamente empezamos un estudio del entorno regulatorio y hemos iniciado discusiones preliminares con clientes potenciales, así como miembros del consorcio. Pienso que esta es una respuesta bastante amplia con respecto a nuestra entrada en el lado de generación eléctrica de la comercialización de gas y cómo pueden verse nuestros planes futuros más adelante.

Nicolás Erazo

Bien. Muchas gracias.

Operador

La siguiente pregunta viene de Ricardo Sandoval de Bancolombia. Por favor adelante.

Ricardo Sandoval

Hola, gracias por la conferencia. Solo un rápido seguimiento sobre la pregunta acerca de las plantas de generación de energía térmica. Me pregunto si tienen algún objetivo de ganancia para este nuevo negocio eléctrico.

Charle Gamba

Lo siento, ¿podría repetir la pregunta, Ricardo?

Ricardo Sandoval

Seguro. ¿Tienen algún objetivo de ganancia para este nuevo negocio? ¿Tienen algún objetivo de ganancia anual como un porcentaje de acciones o del capital invertido?

Charle Gamba

Bien. Entendido, Ricardo. Bien, es algo interesante para nosotros en dos perspectivas. La primera es que vendemos gas al consorcio que opera la planta térmica, ¿correcto? Nosotros, Canacol, recibimos un precio en dólares por MMBtu por el gas que ponemos en la planta. Ese es un flujo de ingresos. Y el segundo flujo de ingresos es como socios, y por la regulación aquí en Colombia estamos limitados a que solamente se nos permite participar hasta en un 25% en un consorcio para generación de electricidad. Como socios en la generación y la venta de electricidad propiamente dichas, recibimos también el 25% de la utilidad relacionada con la venta de electricidad.

Esos son dos componentes de ingresos que estamos contemplando. De un lado están los ingresos de las ventas de gas, con los cuales obviamente estamos muy familiarizados. Y de otro están los ingresos de las ventas de electricidad. Podría añadir que, dado ese componente significativo del costo del gas para las compañías normales de generación en Cartagena, por ejemplo, está efectivamente relacionado con la tarifa de transporte de ese gas que se paga para despachar el gas a través de los gasoductos, ¿sí?

En el caso de poner la planta en el campo, un componente muy significativo del costo de ese gas, que es pagado normalmente por las compañías de electricidad térmica, es eliminado porque no se requiere transporte. Este proyecto parece muy económico. Desde el lado de la ecuación de las ventas de gas, una planta de 200 megavatios consumirá hasta 40 millones de pies cúbicos por día. Si vemos los precios en cabeza de pozo alrededor de nuestro precio actual, ese es un ingreso significativo para la compañía.

Y luego, dado el hecho de que no hay costos de transporte asociados con ese gas, el margen para la generación eléctrica también debería ser bastante bueno. Realmente, esos son los dos flujos de ingreso que estamos analizando. El primero, que conocemos muy bien, por supuesto, que son las ventas de gas. El segundo, menos conocido, en el lado eléctrico de la ecuación en términos de ventas; pero hemos contratado expertos en la industria aquí en Colombia para que nos ayuden con ese análisis.

Ricardo Sandoval

Bien. Bien. Gracias.

Operador

La siguiente pregunta viene de Jenny Xenos de Canaccord Genuity. Por favor adelante.

Jenny Xenos

Hola, buenos días. Muchas de mis preguntas han sido respondidas, salvo solamente un par en relación con el programa de exploración y de avanzada para lo que resta del año. Me pregunto sobre el objetivo de Porro Norte. Puedo ver que apunta a tres yacimientos apilados: CDO, con el que estamos muy familiarizados; y luego Cicuco y Tubará, que creo que también hemos visto antes. ¿Puede compartir con nosotros, por favor, cuál es el tamaño del objetivo total aquí?

Charle Gamba

Sí, estamos viendo tres objetivos apilados; CDO y Cicuco son los dos objetivos de producción principales en el área. Hay aspectos positivos analizados para ellos, pero no para Tubará. Pero estamos viendo en la vecindad de cerca de 40 Bcf de recursos recuperables a riesgo en nuestro análisis. Estamos perforando a partir de 2D allí, Jenny, como sabe. Hay algún riesgo asociado con la interpretación de sísmica, dado el hecho de que estamos perforando a partir de sísmica de 2D. Normalmente perforamos a partir de sísmica de 3D, por supuesto. Pero este parece ser un cierre en cuatro direcciones bastante claro a lo largo del rasgo de basamento. Y procesamos las líneas de 2D existentes para AVO, y vemos indicaciones bastante buenas de gas dentro de CDO y Cicuco. Es un tipo de objetivo un poco diferente para nosotros. Este será el pozo más al norte que perforamos en nuestro bloque VIM-5, vamos bastante más allá de nuestra área de explotación normal, y estamos perforando a partir de 2D aquí también.

Jenny Xenos

Bien, excelente. Gracias. ¿Y qué pasó con los pozos de avanzada Cañahuatate-2 y 3? Creo que 2 fue perforado el año pasado y 3 fue inicialmente planeado para este año, y después los dos estaban previstos para ser probados en el mismo momento. Y luego pareció que fueron pospuestos o cancelados. ¿Podría compartir con nosotros qué pasó con esos pozos?

Charle Gamba

A Cañahuatate-3 recién lo ponemos en producción, o estamos a punto de ponerlo en producción. Básicamente acabamos de terminar de conectarlo. Debe entrar en producción en la próxima semana o las próximas dos semanas. Estará en producción permanente dentro de poco. Y el otro pozo de Cañahuatate estamos planeando perforarlo en el programa de perforación del próximo año, en algún punto durante el próximo año.

Jenny Xenos

Bien. Bien, excelente. Y finalmente, ¿cuál es el estado actual de la venta de su activo de Rancho Hermoso?

Charle Gamba

Estamos actualmente finalizando. La parte que está bajo exclusividad está actualmente finalizando su debida diligencia legal y esperamos hacer la transacción al final del tercer trimestre. Esperamos disponer de ese activo y cerrar el trato al final del tercer trimestre, al final de septiembre.

Jenny Xenos

Excelente. Muchas gracias.

Operador

Las siguientes preguntas vienen a través de la transmisión por la web.

Carolina Orozco

Recibimos una pregunta de Eric Pool [ph] que dice: “Hola, Charle, felicitaciones por los logros a la fecha. ¿Qué tan preocupados están con que el gas natural marítimo se moverá al mercado colombiano y llevará a los precios de gas natural nacional a la baja?”

Charle Gamba

Hola, Eric, gracias por esa pregunta. Ha habido una serie de descubrimientos anunciados en las aguas profundas del Caribe frente a la costa del norte de Colombia. Más recientemente, Anadarko, hace dos o tres años, anunció un descubrimiento de gas, y Ecopetrol y Repsol han anunciado un par de descubrimientos antes de eso. Obviamente hay gas frente a la costa colombiana. Los problemas concernientes a ese gas, y en términos de problemas comerciales, son dos. El primero es que estos son descubrimientos de pozos individuales, no hay real confianza en el tamaño de cada uno de estos descubrimientos porque no han sido evaluados, o incluso sometidos a pruebas de flujo, si pueden imaginarlo. La perforación de estos pozos fue muy costosa, hasta \$250 millones. El segundo problema con estos descubrimientos es que están situados en aguas muy profundas, 2.000 metros de agua, lo cual los haría los descubrimientos de gas seco más profundos en el mundo, básicamente. Son en aguas ultraprofundas de tamaño incierto.

Ambos problemas deben ser resueltos. Primero, con perforación de avanzada de estos descubrimientos, lo cual puede o no ocurrir en el próximo par de años. Y luego, si un descubrimiento es evaluado y se considera que tiene el tamaño suficiente, lo cual en estas profundidades de agua tendría que ser de muchos Bcf, entonces tendrían que ser comercializado. Esto requeriría miles de millones de dólares de inversión en términos de perforación y completamientos submarinos en alta mar. Y luego conexiones con la red nacional.

Estamos hablando de conexiones de 200 a 300 kilómetros de mar a tierra. Se trata de líneas por desarrollar en un tiempo muy largo, probablemente ocho a diez años para su desarrollo desde la evaluación, la prueba de las mismas, y luego un gas muy caro en términos de la llegada del gas a tierra. Desde nuestra perspectiva, nuestra oportunidad realmente está en el período de 10 años para desarrollar nuestras reservas de gas en tierra, y no vemos amenaza alguna de estos descubrimientos en aguas ultraprofundas para nuestro negocio dentro de los próximos diez años.

Carolina Orozco

Tenemos una pregunta final de Gage Jull de Bordeaux Capital. “Felicitaciones por un gran trimestre. ¿La disminución del 26% en los costos operativos es resultado de la compresión funcionando a capacidad? ¿Qué otros factores están impulsando esta eficiencia?”

Jason Bednar

Gracias, Carolina. Puedo atender esta, Charle. Primero que todo, nuestros costos operativos son en su mayoría fijos, por lo que el aumento interanual del 8% en la producción ciertamente explicaría en parte la reducción del 26% en el gasto operativo. En segundo lugar, y más importante en esta lista, Jobo 2 era un contrato operado y esa fue una de las razones por las cuales lo compramos, dos razones.

La primera fue una tasa de interés más baja en los términos y la segunda fue que ahora nosotros operamos Jobo 2. Y hemos conseguido ahorrar cerca de \$2,5 millones por año en la operación de Jobo 2 en comparación con el operador de contacto anterior pues básicamente, constantemente, buscamos eficiencias allí. Y en tercer lugar, y supongo que la menos importante, está la adopción de la NIIF 16, que básicamente capitalizó los arrendamientos, y terminó también ahorrando un par de centavos en esta cifra. Es la combinación de esas tres.

CONCLUSIÓN**Carolina Orozco**

Gracias, Jason, y gracias a todos por participar en la conferencia telefónica de Canacol para el segundo trimestre. Por favor, conéctense nuevamente en noviembre para nuestra conferencia telefónica del tercer trimestre de 2019. Tengan un muy buen día.

Operador

Esto concluye nuestra sesión de preguntas y respuestas. Quisiera dar la palabra de vuelta a Carolina Orozco para ver si hay comentarios de cierre adicionales.

Carolina Orozco

Gracias Debbie. Creo que ya los hemos hecho. Hemos concluido la conferencia telefónica de hoy.

Operador

Bien. La conferencia ha concluido ahora. Gracias por asistir a la presentación de hoy. Pueden desconectarse ahora.