

Canacol Energy Ltd.

Conferencia Telefónica sobre el Contrato de EPM y el Proyecto del Gasoducto de Medellín

Lunes, agosto 30 de 2021, 4:00 PM Hora del Este

PARTICIPANTES CORPORATIVOS

Charle Gamba – *Presidente Ejecutivo*

Jason Bednar – *Vicepresidente Financiero*

Carolina Orozco – *Vicepresidente de Relaciones con Inversionistas*

PRESENTACIÓN

Operador

Bienvenidos a la Conferencia Telefónica sobre el Contrato de EPM y el Proyecto del Gasoducto de Medellín. Todos los participantes estarán en modo de sólo escucha. Si necesitan ayuda, por favor indíquenlo a un especialista de conferencia presionando la tecla "*" seguida por "0". Después de la presentación de hoy, habrá oportunidad de hacer preguntas. Para hacer una pregunta, pueden presionar "*" y luego "1" en su teclado telefónico. Para retirar su pregunta, por favor presionen "*" y luego "2". Pueden remitir sus preguntas en línea en cualquier momento el día de hoy, usando la ventana en la transmisión por la red. Por favor tengan en cuenta que este evento está siendo grabado.

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

Carolina Orozco

Buenas tardes y bienvenidos a la conferencia telefónica de Canacol sobre el contrato de venta con EPM y el proyecto de gasoducto de Medellín. 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 que empecemos, es importante mencionar que los comentarios en esta conferencia por parte del equipo de alta dirección de Canacol pueden incluir proyecciones del desempeño futuro de la Compañía. Estas proyecciones no constituyen compromisos de resultados futuros, ni tienen en cuenta riesgos o incertidumbres que podrían materializarse. Por lo tanto, [indiscernible] 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 EE. UU.

Comenzaremos la presentación con nuestro Presidente y Director Ejecutivo, el Sr. Charle Gamba, quien proveerá antecedentes sobre el proyecto del gasoducto Jobo-Medellín, con el fin de dar contexto a nuestro anuncio del nuevo contrato de venta de gas natural con EPM, y una actualización sobre el proyecto del gasoducto. El Sr. Jason Bednar, nuestro Vicepresidente Financiero, discutirá posteriormente las consideraciones financieras para el proyecto, así como los ajustes a nuestro préstamo puente a plazo preexistente, el cual da soporte al proyecto. Luego habrá una sesión de preguntas y respuestas. El Sr. Gamba se está uniendo a nosotros en la línea desde Bogotá y el Sr. Bednar se está uniendo a nosotros en la línea desde Calgary.

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

Charle Gamba

Gracias Carolina, y buenas tardes o buenas noches a todos, y bienvenidos. Quiero hablarles de por qué el nuevo contrato de venta que firmamos con EPM, así como el proyecto del gasoducto de Jobo a Medellín del cual ese contrato de venta es literalmente parte, marcan un importante paso estratégico para nosotros aquí en Canacol.

Para aquellos que no han seguido nuestra historia desde el comienzo, empezamos a construir nuestro negocio de gas para la adquisición de Shona Energy en 2012. En ese momento, operábamos un campo de gas, vendiendo 12 millones de pies cúbicos estándares por día de gas a un solo usuario, la mina de ferroníquel de Cerromatoso, a la cual, por cierto, continuamos vendiendo gas hoy en día. Esto representaba aproximadamente un 1% de la demanda de gas natural de Colombia. Es de reconocer que pudimos crecer el negocio, en primer lugar probando los significativos recursos de gas que creímos que podían ser descubiertos en nuestros campos, mediante exploración, perforación, y en segundo lugar conectando esas reservas de gas descubiertas con un mercado de gas creciente en la Costa Caribe de Colombia.

Negociamos la entrada en ese mercado en un momento en que pudimos ver que los campos de gas de la Guajira, que tradicionalmente habían suministrado más del 80% del mercado de la costa, estaban entrando en un declive terminal. Como resultado, pudimos proveer al mercado el suministro crítico de gas, exactamente en el momento oportuno en que se necesitaba.

Avancemos ahora rápidamente a 2021, cuando nuestro gas provee más del 50% del gas consumido en la Costa Caribe, con la mayoría de nuestras ventas realizadas bajo contratos de gas en firme de precio fijo. Eso es aproximadamente el 25% de toda la demanda nacional de gas de Colombia. Tener esos contratos nos permite tener ingresos confiables y predecibles, lo cual nos han ayudado a reducir nuestros costos de financiación y también nos han permitido enfrentar perturbaciones inesperadas del mercado, como la pandemia de COVID, la cual tuvo un impacto muy negativo en algunos de nuestros colegas productores de petróleo y gas a nivel global.

El mercado de gas del Caribe ha sido y continúa siendo importante para nosotros, y esperamos que siga siendo así en el futuro. Nuestra siguiente iniciativa estratégica fue acceder al mercado en el interior de Colombia, el cual actualmente representa aproximadamente el 60% de la demanda de gas de Colombia. Esta iniciativa estratégica está siendo realizada ahora con la firma de los contratos de venta de gas con EPM. La demanda de gas en el interior del país es más estable que la del mercado del Caribe, pues la mayor parte de la demanda del interior está relacionada con uso residencial, industrial y comercial.

La demanda de gas en el mercado del Caribe está dominada por la generación de energía termoeléctrica, que es muy sensible a la lluvia, lo cual por supuesto puede ser algo impredecible. La razón principal por la cual lanzamos las iniciativas de gas para el interior de Colombia fue exactamente la misma razón por la cual adquirimos Shona nueve años atrás en 2012. Actualmente está previsto que los campos de gas de Cusiana y Cupiagua de Ecopetrol, situados en la cuenca de los Llanos, los cuales proveen a la mayoría del mercado del interior, entren en un declive terminal en un período de dos a tres años. Así, vimos la oportunidad de repetir lo que hicimos en el mercado del Caribe nueve años atrás, esto es, proveer un nuevo suministro de gas justo cuando los consumidores en el interior necesitan reemplazar el suministro proveniente de los campos maduros en declive de Ecopetrol en la cuenca de los Llanos.

Como pueden ver en la gráfica, en la parte inferior derecha de esta diapositiva, la cual muestra un reciente pronóstico del suministro, hecho por las autoridades del mercado de gas colombiano, se espera que el suministro local en el mercado del interior disminuya en mucho más de los 100 millones de pies cúbicos por día que nuestro proyecto de

gasoducto planea llevar al mercado, a partir de finales del 2024. Sin los nuevos volúmenes de gas del campo de Canacol al interior de Colombia, probablemente habría que reducir el consumo de gas en forma significativa, o depender cada vez más del acceso a fuentes de energía más contaminantes, como carbón o petróleo. Por lo tanto, nuestro proyecto de conexión con el mercado del interior no solamente es la línea para el compromiso del gobierno colombiano de hacer la transición a una matriz de energía más limpia, sino que, al garantizar un suministro a largo plazo, asequible y estable, de gas natural de combustión limpia, es crítico para el plan de transición energética del gobierno.

Ahora quiero brevemente dar contexto de por qué la conexión con el mercado del interior no es factible sin el proyecto del gasoducto de Jobo a Medellín. En resumen, el gas de Jobo tendría que viajar 1.500 kilómetros a través de una de gasoductos existentes con un trazado subóptimo, con tarifas de transporte en exceso de \$5 por 1.000 pies cúbicos estándares. Después de obtener un retorno adecuado sobre la inversión para el nuevo gasoducto de Jobo a Medellín, esperamos que las tarifas de transporte sean de menos de la mitad de ese nivel, permitiéndonos ofrecer gas al mercado del interior en términos atractivos tanto para nosotros como para nuestros consumidores. Más allá de Medellín, el gasoducto hará que el gas de Canacol esté disponible para consumidores en Bogotá, Cali y otros mercados regionales dentro del interior del país.

El nuevo contrato de venta de gas nos verá entregando gas a EPM en Medellín a partir de diciembre 1 de 2024, con un volumen mínimo inicial de 21 millones de pies cúbicos estándares por día, aumentando a 54 millones de pies cúbicos estándares por día en diciembre 1 de 2025, y permaneciendo en ese nivel hasta que el contrato de venta finalice en noviembre 30 de 2035. No suministraremos una proyección exacta relacionada con los costos de transporte del gasoducto o los precios de venta esperados. Pero puedo decir que, según está actualmente diseñado, esperamos que el proyecto del gasoducto produzca utilidades que serán muy atractivas para los socios potenciales en el proyecto y esperamos que nuestras ventas al mercado del interior, incluyendo aquellas bajo el nuevo contrato con EPM, generen utilidades en línea con las que hemos probado que podemos lograr en el mercado del Caribe.

Es importante anotar que el gasoducto de Jobo a Medellín también nos permitirá llevar gas a Bogotá y Cali a través de las redes existentes de gasoductos de Transmetano y TGI. La demanda actual en Bogotá es de aproximadamente 200 millones de pies cúbicos por día, y la de Cali es de aproximadamente 60 millones de pies cúbicos por día. Creo firmemente que esto es un gana-gana para Canacol y los consumidores de gas en el interior de Colombia, en particular en Medellín y Antioquia.

Para entregar el gas se construirá un nuevo gasoducto de 20 pulgadas entre la planta de tratamiento de gas de Canacol en Jobo y la ciudad de Medellín situada aproximadamente a 285 kilómetros al sur. El gasoducto tendrá una capacidad de transporte inicial de aproximadamente 100 millones de pies cúbicos estándares por día, la cual podrá ser expandida posteriormente a 200 millones de pies cúbicos estándares por día mediante la instalación de capacidad de compresión adicional.

Se espera que el gasto de capital total para el proyecto sea de aproximadamente \$450 millones. En el corto plazo, en lo que se relaciona con este proyecto, nos enfocaremos en las actividades siguientes, que se espera completar... que estén completas a finales del primer trimestre de 2022, una vez finalizado el trabajo sobre la licencia ambiental por presentar a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA, para aprobación antes

de finales de 2021.

En segundo lugar, finalizar la selección de la compañía de construcción que será responsable de construir y operar el gasoducto. En tercer lugar, hacer los arreglos necesarios de financiación según se requiera para la ejecución del proyecto. Y en cuarto lugar, continuar negociando y firmando contratos de venta de gas por 45 millones de pies cúbicos estándares por día adicionales con consumidores en el interior, para llenar la capacidad inicial del gasoducto de 100 millones de pies cúbicos estándares por día.

Ahora le daré la palabra a Jason Bednar, nuestro Vicepresidente Financiero, quien se referirá a las consideraciones financieras para el proyecto. Cuando él termine, haré una breve declaración de cierre. Gracias.

Jason Bednar

Gracias Charle. También comenzaré proporcionando algunos antecedentes. Hace poco más de un año anunciamos que una subsidiaria de Canacol había contratado un préstamo puente preferente sin garantía de \$75 millones con el sindicato de bancos. El préstamo puente fue contratado por la subsidiaria de Canacol que pretendemos usar para la construcción y propiedad del gasoducto de Medellín, con Canacol siendo garante en todo el plazo restante del préstamo puente.

Según lo requerido conforme a los términos del préstamo puente, hicimos un uso inicial de \$25 millones en agosto de 2020. Los usos iniciales se destinan a gastos tales como ingeniería y licencia ambiental. Los otros \$50 millones disponibles bajo el préstamo puente están presupuestados para ítems de largo plazo requeridos para la construcción, tales como tubería. Según los términos originales, los restantes \$50 millones estaban disponibles para ser usados en cualquier momento, hasta 12 meses después de las fechas de cierre, y todos los montos usados tenían un plazo inicial de dos años que terminaba en julio de 2022.

Lo que anunciamos hoy es que el préstamo puente ha sido modificado para prorrogar tanto el plazo del puente como el período de disponibilidad de los montos no usados a julio 31 de 2023. Quisiera agradecer al sindicato de bancos por esta modificación, pues nos da mayor flexibilidad en el plazo para utilizar el préstamo puente.

Se están realizando discusiones detalladas con respecto al gasoducto de Medellín con los socios de capital interesados y el sindicato de bancos interesado en proveer financiación para la deuda. Una vez se suscriban los acuerdos con los socios de capital y el sindicato de bancos, y las condiciones precedentes aplicables hayan sido cumplidas, esperamos que se haga la financiación a largo plazo, y que el puente sea pagado liberando las garantías de Canacol sobre el puente. También mencionaré que 25% es el nivel máximo de propiedad permitido sobre un gasoducto para un productor de gas bajo la ley colombiana.

Observen que el proceso de liderazgo de los desarrollos del proyecto por Canacol en sus fases iniciales, pero luego la desinversión de nuestra participación, es un proceso por el cual ya hemos pasado antes, aunque con el proyecto más pequeño de nuestro gasoducto de Sabanas, que completamos en 2019.

Hemos visto un fuerte interés de socios de capital tanto locales como internacionales, así como interés de bancos nacionales e internacionales para financiar lo que claramente es

un proyecto de infraestructura fundamental para la economía colombiana y las ambiciones del gobierno de transición de su matriz energética. Somos optimistas con respecto al nivel de interés en cuanto a las condiciones que podemos obtener.

En este punto le devuelvo la palabra a Charle. Gracias a todos.

Charle Gamba

Gracias, Jason. Me gustaría cerrar agradeciendo a nuestras contrapartes en EPM por su persistencia en los muchos años en que hemos trabajado juntos negociando este importante contrato. Nuestra capacidad de avanzar en el proyecto fue retrasada por una serie de problemas más allá de nuestro control, incluyendo una pandemia global, pero agradezco que nuestro equipo, así como el equipo de EPM, optaron por persistir. Ahora estamos listos para responder las preguntas que puedan tener.

PREGUNTAS Y RESPUESTAS

Operador

Ahora comenzaremos la sesión de preguntas y respuestas. Para hacer una pregunta, pueden presionar "*" y luego "1" en el teclado de su teléfono. Si están usando un altavoz, por favor levanten el auricular antes de pulsar las teclas. Para retirar su pregunta, por favor presionen "*" y luego "2." Pueden enviar preguntas en línea en cualquier momento usando la ventana en la transmisión por la red. En este momento haremos una pausa momentánea para armar nuestra lista.

Nuestra primera pregunta viene de Luiz Carvalho, de UBS. Por favor adelante.

Luiz Carvalho

Hola, Charle, Jason, muchas gracias por haber hecho la conferencia y felicitaciones. Recuerdo haber discutido Shona [indiscernible] hace casi 10 años. Así que felicitaciones en este. Básicamente tengo tres preguntas. La primera es si, después de la firma del contrato, o mientras tanto, recibieron algún contrato de otras ciudades en Colombia solicitando gas adicional o para potencial demanda adicional. Esa es la primera. La segunda es bastante clara: ¿cuándo esperan que se venda el 75%? Quiero decir, las expectativas en términos de tiempo que podemos esperar. Y la tercera, tal vez me perdí esto, pero no vi en el comunicado de prensa, y estoy tratando de obtener la presentación en este momento, ¿pueden compartir un poco más de detalles sobre el gasto de capital total del proyecto y más detalles sobre los precios del gas? Gracias.

Charle Gamba

Sí, con respecto a su primera pregunta, Luiz, pienso que sí, hemos estado negociando activamente contratos adicionales de venta de gas con otros consumidores en el interior, particularmente en Bogotá y Cundinamarca, donde la demanda actual de gas es de cerca de 200 millones de pies cúbicos por día. Así, hemos hecho progreso en negociaciones de contratos en firme adicionales, con el objetivo de llenar toda la capacidad de transporte de 100 millones de pies cúbicos por día.

En segundo lugar, con respecto a la venta del 75%, participaremos hasta en el 25% en el capital del proyecto. Hemos estado en negociaciones con otros socios de capital para el otro 75%, para el cual hemos recibido varias ofertas, que ahora, por supuesto, avanzaremos para cerrar.

Y en tercer lugar, con respecto al gasto de capital total, como mencioné antes, el gasto de capital total para el proyecto está estimado en cerca \$45 millones. En relación con la estructura financiera, pensamos que contemplaría 70% de deuda, 30% de capital, y nuestra participación en el capital, por supuesto, sería del 25% que era... hasta el 25%, que sería el máximo permitido por los reguladores colombianos. Así que eso se traduciría en aproximadamente un 25% de participación en el capital, aproximadamente \$35 millones, hasta \$35 millones por parte de Canacol, que es un monto relativamente pequeño de capital por gastar en los próximos tres años. Gracias por su pregunta.

Operador

La siguiente pregunta es de...

Luiz Carvalho

Perdón, ¿en cuanto a los precios del gas natural, perdón?

Charle Gamba

En línea con nuestro..., como mencioné en nuestra presentación, la utilidad para este contrato, así como para otros contratos que estamos actualmente negociando, está en línea de nuestras utilidades.

Luiz Carvalho

Bien. Gracias.

Operador

Perdón. La siguiente pregunta es de Ezequiel Fernández, de Balanz. Por favor adelante.

Ezequiel Fernández

Buenas tardes a todos. Gracias por organizar la conferencia. Y es estupendo ver este proyecto de transformación para Canacol en Colombia en progreso. Así que me uno a las felicitaciones. Tengo preguntas sobre precios, la licencia del gasoducto y los esfuerzos de perforación relacionados. Me gustaría ir tema por tema, si no les importa. Pasando primero a los precios, imagino que no pueden comentar mucho y ya dijeron que las utilidades son similares a las del Caribe. Pero quisiera saber, si tienen la información disponible, cuánto está pagando actualmente el consumidor residencial promedio en Medellín por gas, y me refiero solamente a la molécula, sin incluir transporte y distribución.

Charle Gamba

Hola, Ezequiel, desafortunadamente no tengo esa clase de información a la mano.

Ezequiel Fernández

Está bien. ¿Y tal vez el precio que acordaron con EPM incluye transporte o no? ¿Y cómo van a dividir entre el precio del gas y el transporte? ¿Cómo van a manejar eso?

Charle Gamba

Sí. Nosotros... como ya se dio cuenta, no discutimos los detalles de ningún contrato de venta en particular, ni los precios ni el transporte, de modo que no tengo comentarios con respecto a eso.

Ezequiel Fernández

Está bien, entiendo. Mi segunda pregunta es en relación con la licencia del gasoducto.

Quisiera saber si hay algo ya presentado ante la ANLA, en qué etapa está, y cuánto tiempo tomaría todo el proceso.

Charle Gamba

Sí. Bien... hemos estado trabajando en las licencias ambientales durante los últimos... por bastante tiempo. Nuestro plan ahora es finalizar la solicitud de la licencia, y esperamos enviarla a la ANLA antes del final del año y este año. Normalmente, las licencias de gasoductos toman de 12 a 18 meses. Sin embargo, vamos a solicitar una consideración especial con respecto a esta licencia, que es un documento denominado PINES, por ser un proyecto de importancia nacional estratégica para el gobierno, lo cual reducirá el plazo de la licencia ambiental a cerca de doce meses, si se da tal clasificación o estatus a este proyecto. Así, para responder a su pregunta con respecto a la licencia, esperamos que pasen 12 a 18 meses desde la solicitud a finales de este año.

Ezequiel Fernández

Eso está muy bien. Y continuando con el tema de la licencia, dos preguntas más: ¿Se espera que el gasoducto pase por áreas conflictivas, como reservas naturales o comunidades indígenas? Y también, ¿cómo están trabajando para asegurar las... todas las franjas de terreno necesarias? ¿Tienen ya un cierto porcentaje y hay alguna instancia en la cual el gobierno, con base en el interés público, pueda ayudarles con eso?

Charle Gamba

Sí. Hemos analizados cuatro rutas diferentes entre Jobo y Medellín, y analizamos cada ruta desde la perspectiva de topografía, comunidades, medio ambiente y seguridad. Así que, con esas cuatro categorías y el análisis de esas cuatro rutas, nos hemos decantado por la ruta que esencialmente tiene el menor número de comunidades indígenas situadas a lo largo de ella, lo cual significa que el proceso de consultas previas, que son las consultas con las comunidades, será minimizado, pues habrá un mínimo de comunidades a lo largo de esa ruta. La topografía a lo largo de esa ruta es ligeramente más desafiante pero no insuperable, y en cuanto a seguridad y el medio ambiente, hay protocolos muy estrictos con respecto a lo ambiental los cuales, por supuesto, están incluidos en la licencia ambiental, así que el estudio de rutas alternativas, etcétera, todo eso entra en ese proceso. De esa manera, estamos realmente muy enfocados en tratar de evitar, tanto como sea posible, áreas con comunidades sensibles, áreas donde haya muchas comunidades y muchas negociaciones complicadas. Sobre el proceso que mencioné, el estatus de Pines del proyecto, por ser un proyecto de importancia nacional estratégica, si el proyecto logra ese estatus, se reducirá en gran medida el tiempo de esas negociaciones con las comunidades a un período mucho más corto, con la ayuda del Ministerio del Interior.

Ezequiel Fernández

Muy bien. ¿Se supone que será en su mayor parte subterráneo o superficial?

Charle Gamba

Sí, todo el gasoducto será subterráneo. Así, toda la ruta del gasoducto será subterránea.

Ezequiel Fernández

Muy bien. Eso es genial. Y mi pregunta final está relacionada con la perforación. Supongo que, dependiendo de cómo evolucione el resto de su cartera de contratos, necesitarán aumentar más o menos su producción. Así, ¿esperan perforar fuera de Jobo para obtener estos volúmenes o esperan seguir estando contenidos allí?

Charle Gamba

Sí, enfocaremos la mayoría de nuestra perforación en los próximos tres años, en y alrededor del área de Jobo, como lo hemos venido haciendo en los últimos siete u ocho años. En la medida en que nos acerquemos a la... la fecha de inicio para el gasoducto en diciembre de 2024, probablemente empezaremos a acelerar, particularmente la perforación de desarrollo, en 2023 y 2024, para asegurar que tengamos más que suficiente capacidad productiva para cumplir con nuestras obligaciones de venta al interior, así como a la costa. La mayoría de nuestra perforación estará enfocada en el área actual donde hemos estado activos en los últimos ocho años.

Ezequiel Fernández

Eso es genial. Eso es todo de mi parte. Muchas gracias.

Charle Gamba

Gracias. Gracias, Ezequiel. Gracias.

Operador

La siguiente pregunta es de Josef Schachter, de Schachter Energy Research. Por favor, adelante.

Josef Schachter

Buenas tardes a todos y felicitaciones por avanzar en este importante proyecto. Tengo dos preguntas. Primero, sobre la propiedad del 25%, ¿tienen que estar en ese nivel en la fecha en que se apruebe que el gasoducto tenga volúmenes, o hay alguna fecha o esto es cuando alcance los 100 millones? ¿Tienen alguna flexibilidad ahí, o en el minuto en que empiecen a poner volúmenes a través del gasoducto tienen que estar en el 25%?

Charle Gamba

Debemos estar en 25% si el gasoducto está transportando gas, y nuestra expectativa es... es tener el proyecto completamente subcontratado con la adjudicación del contrato de construcción a nuestros socios de capital.

Josef Schachter

Bien. Y la segunda pregunta, sobre el contrato con los compradores de su gas natural, ¿tienen algunos requisitos para ciertos niveles de reservas 1P o PDP para los diferentes plazos a fin de cumplir con esos nuevos contratos... esas nuevas especificaciones de requisitos?

Charle Gamba

Sí, presentamos nuestros informes de reservas actuales a los compradores para análisis y nuevos agentes. Así que sí.

Josef Schachter

¿Y necesitan aumentar significativamente la producción ahí, o los volúmenes y las reservas que tienen a la fecha cumplen con esa necesidad?

Charle Gamba

Como saben, estamos aumentando continuamente nuestra base de reservas. Tenemos 5,7 tcf de recursos prospectivos identificados en más de 165 prospectos identificados para perforar en los próximos 10 años, de modo que nuestras tasas de reemplazo de reservas

con base en 2P han estado por encima de 200% al año. Así, esperamos que eso continúe. Esperamos que nuestros programas de perforación continúen añadiendo nuevas reservas de los recursos a medida que perforemos. Por lo tanto, no estamos particularmente preocupados con el reemplazo y la expansión de nuestra base de reservas, dado el historial de hacerlo.

Josef Schachter

Bien. Muchas gracias y nuevamente felicitaciones.

Charle Gamba

Gracias, Josef.

Operador

La siguiente pregunta es de Román Rossi-Lores, de Balanz. Por favor adelante.

Román Rossi-Lores

Hola, buenas tardes. Felicitaciones por el acuerdo transformador. Tengo unas pocas preguntas. Y quisiera hacerlas secuencialmente, si se me permite. Así, la primera es relacionada con el contrato. ¿Pueden confirmar si es en la modalidad en firme?

Charle Gamba

Eso es correcto, sí, es un contrato en firme.

Román Rossi-Lores

Bien, gracias. Y la siguiente, mirando el mapa, el ducto está a solamente 100 kilómetros de distancia de la Red DCI. Así, ¿están pensando ya en una interconexión allí, tal vez un acuerdo con Transmetano para hacer el ducto a Sebastopol direccional, y si es así, tienen algo en mente en términos de trabajo, inversiones o licencias?

Charle Gamba

Sí, el plan es conectarse al gasoducto de Transmetano, que actualmente está transportando gas de Sebastopol, el gasoducto de TGI a la ciudad de Medellín. Así, la idea será conectarse a ese gasoducto. En los puntos de conexión, los volúmenes de EPM como mínimo fluirían hacia el occidente a lo largo de Transmetano para ser entregados a EPM en Medellín y volúmenes adicionales fluirían hacia el oriente a lo largo de Transmetano para ser inyectados en el ducto de TGI en Sebastopol.

Román Rossi-Lores

Bien. Genial. ¿Y qué tan grande es el mercado de gas de clientes libres que podrían aprovechar en Antioquia? Me refiero a aquellos clientes industriales y comerciales de tamaño mediano y grande que no están contratando directamente con EPM. ¿Tienen algunas cifras en millones de pies cúbicos?

Charle Gamba

Es de aproximadamente justo por encima de 70 millones de pies cúbicos por día de demanda total, en Medellín, y otros 10 o 15 en el resto de Antioquia. Así, es... el mercado es bastante grande allí. Por lo tanto, estamos buscando contratos adicionales de venta a otros clientes en Antioquia, en Medellín, así como los entornos de Medellín, pero para el resto de esto, la mayoría de las ventas las estamos buscando en el interior en los mercados de Bogotá en particular. Bogotá y Cundinamarca, donde la demanda actual es de 200 millones de pies cúbicos por día, todo lo cual está viniendo actualmente de los

campos de Ecopetrol situados en el Piedemonte de la Cuenca de los Llanos.

Román Rossi-Lores

Impresionante. Y esta es la última. Considerando el aumento en los volúmenes, sabemos que necesitan aumentar la capacidad de tratamiento, así que ¿dónde están haciendo esta inversión y cuáles son las necesidades de gasto de capital que están previendo?

Charle Gamba

La capacidad de tratamiento actual en Jobo, donde tenemos tres plantas de tratamiento actualmente en operación, es de cerca de 300 millones de pies cúbicos por día. Esa sería la capacidad de tratamiento actual. Así, nuestro plan es, en 2024, instalar una capacidad de tratamiento adicional de 100 millones de pies cúbicos por día, que es idéntica a la que instalamos hace tres años en Jobo... el tren 3 de Jobo, y eso cuesta cerca de \$30 millones... \$30 millones para instalar una capacidad de tratamiento adicional de 100 millones de pies cúbicos por día. De este modo, probablemente empezaremos ese trabajo a finales de 2023 para que esté listo en diciembre de 2024.

Román Rossi-Lores

Impresionante. Muchas gracias y felicitaciones nuevamente.

Charle Gamba

Gracias. Muchas gracias.

Operador

Nuevamente, si tienen alguna pregunta, por favor presionen "*" y luego "1". La siguiente pregunta es un seguimiento de Luiz Carvalho, de UBS. Por favor adelante.

Luiz Carvalho

Hola, gracias por tomar la pregunta nuevamente. Charle, solamente un seguimiento. ¿Qué tan factible piensa que es obtener los 200 pies cúbicos adicionales en el consumo de los próximos cinco años, o no sé, dado el tamaño del, yo diría del mercado actualmente de cerca de 600 millones? Quiero decir, ¿Cuál es la factibilidad que piensa que hay aquí?

Charle Gamba

Yo pienso... si mira esa gráfica en la diapositiva número uno en la parte inferior derecha, a la cual me referí un poco antes en la presentación, puede ver que, a partir de mediados de 2024, las curvas de oferta y demanda para el interior se cruzan y, por supuesto, todo eso está relacionado con el declive de la producción de Ecopetrol en Cusiana-Cupiagua. Así, puede ver, por ejemplo, que para 2027 hay un déficit de aproximadamente 200 millones de pies cúbicos por día en el mercado del interior desde esos campos. De este modo, la forma en que estamos buscando diseñar un gasoducto es una especie de fase 1 que es la... para instalar la capacidad inicial de 100 millones de pies cúbicos por día. Y luego, dos o tres años después de eso, evaluar la instalación de la fase 2, que es simplemente la instalación de estaciones de compresión adicionales a lo largo de la ruta del gasoducto. Dado el declive proyectado en el interior, yo diría que es una muy buena opción tener... estar en condiciones de tomar la decisión, uno o dos años después de la puesta en marcha de nuestro proyecto de gasoducto en diciembre de 2024 para añadir 100 millones adicionales a fin de suministrar gas adicional al interior.

Luiz Carvalho

Bien. Gracias.

Carolina Orozco

Bien. Ahora voy a leer algunas preguntas que hemos recibido a través de la transmisión por la red. La primera pregunta es de Ricardo Rezende, de JP Morgan. Él dice: ¿Qué debemos pensar sobre el gasto de capital en los próximos años, dadas las reservas adicionales requeridas para proveer para el contrato de EPM y la administración del gasoducto?

Jason Bednar

Sí, probablemente puedo referirme a eso. Recientemente he mencionado en algunas conferencias telefónicas que estamos trabajando en la parte final de un modelo estratégico de seis años. Así, tenemos una idea bastante clara de lo que será requerido. Para contexto, nuestro programa de perforación este año es de 12 pozos y aproximadamente \$120 millones de gasto de capital. Siguiendo adelante, por supuesto, tendremos intensa perforación en 2023 y 2024. Yo esperaría que los niveles de 2022 también se incrementen con respecto a este año, pero ciertamente es algo que nuestro flujo de caja puede soportar, y por supuesto están los \$30 millones de la expansión de Jobo que Charle ha mencionado, pero si renunciamos a un flujo de caja saludable, aún tenemos un revólver que está sin tocar, etcétera. Así, esto es... y niveles de deuda de menos de 2 veces el EBITDA incluso con estos niveles disminuidos de EBITDA por el COVID, con nuestros niveles de producción recientemente en aumento. De este modo, no hay nada que sea preocupante y ciertamente vendrá un tiempo interesante al avanzar con la perforación.

Carolina Orozco

La siguiente pregunta es de Sofía Rojas, de BD Capital. ¿Cuándo esperan utilizar los \$50 millones restantes del préstamo puente? ¿Cuándo prevén un pago anticipado?

Jason Bednar

Seguro. Bien. El préstamo puente, como indiqué, ha sido prorrogado a esencialmente... el término es de dos años desde ahora. Como Charle mencionó, la licencia ambiental probablemente tomará entre 12 y 18 meses. Nuestra expectativa es que, con holgura, aproximadamente seis meses antes del recibo de esa licencia – y como puede entender estaremos en constante comunicación con el gobierno sobre eso – esperamos utilizar los últimos \$50 millones. Así, si son 18 meses desde ahora, a lo sumo en cerca de 12 meses desde ahora usaremos los últimos \$50 millones. Los destinaremos a ítems de largo plazo como, por ejemplo, tubería, de modo que esté en camino a Colombia para el momento en que se reciba la licencia ambiental. Y luego, por supuesto, pagaremos el préstamo cuando se cumplan las condiciones precedentes y se reciba la financiación a largo plazo tanto para la deuda como para los socios de capital. Ahora, uno de esos elementos a largo... una de esas CP que se ha discutido con los socios, lógicamente sería la propia licencia ambiental. Así, probablemente los usaremos en 12 meses, y los pagaremos en 18 meses cuando se reciba la licencia.

Carolina Orozco

Gracias, Jason. La siguiente pregunta es de Eric Pool, un Inversionista Privado. La oposición local a la fractura hidráulica en Colombia es bien conocida. ¿Hay allí alguna oposición al uso de gas natural, similar a la que se encuentra con algunas actividades de cambio climático en Norteamérica?

Charle Gamba

Genial. Gracias Eric. Sí, hay bastante oposición a la fractura hidráulica en Colombia, no hay duda sobre eso, particularmente para petróleo en el Valle Medio del Medellín. Con respecto al uso de gas natural y su rol en la transición, no hay tanta. Hay poco en relación con energía renovable aquí en Colombia, solar y eólica. Y mucho de eso... muchos de los proyectos que están planeados con respecto a energía solar y eólica tienen plazos bastante largos, de 5 a 10 años. Mientras tanto, muchas personas en Colombia están cocinando con madera y carbón vegetal, de modo que el gobierno colombiano ha dejado muy claro y ha comunicado muy bien que el gas natural será ante todo un combustible de transición, esencialmente para eliminar o reducir, tanto como sea posible, el uso de carbón y madera y carbón vegetal para fuentes domésticas de energía, y la combustión de petróleo y la generación de energía. Así, el gas tiene un rol muy significativo y bien publicitado en el colombiano... en Colombia y es aceptado esencialmente como un combustible más limpio que es una parte importante de la transición.

Pero, por supuesto, el objetivo último del gobierno colombiano, así como el objetivo de muchos gobiernos en el mundo, es eliminar completamente el uso de combustibles fósiles, incluyendo el gas, cuando la matriz sea totalmente de fuentes renovables, pero eso no se espera que ocurra dentro de al menos 50 años aquí. Así, mientras tanto, el gas continúa siendo una parte muy importante del plan del gobierno para esencialmente limpiar el ambiente, especialmente el uso de carbón y madera y carbón vegetal, así como el petróleo.

Carolina Orozco

Tenemos una pregunta de Andrés Duarte, de Corficolombiana. ¿Cuál es el precio actual y esperado del gas importado en Colombia?

Jason Bednar

Puedo decirle que acabo de leer un informe de Fitch, que por supuesto es una de nuestras agencias de clasificación para nuestro bono. Y ellos dijeron que el... que el precio en 2020 fue de \$5,83 más otros \$2 a \$3 para regasificarlo y transportarlo. Así que ese fue el precio promedio en 2020 de acuerdo con Fitch. No tengo más detalles sobre el precio actual, tal vez Charle sí.

Charle Gamba

Sí. Gracias, Jason. Podría añadir que actualmente se importa muy poco gas a Colombia, muy poco L&G. La última carga que vino de la costa del golfo, creo que en abril o mayo de este año, fue cargada a cerca de \$8, de manera que podríamos esperar precios de desembarco de \$9. El pronóstico para L&G desembarcado en Colombia para los próximos tres a cuatro años está entre \$10 y \$14 en MMBtu. Y como sabe, los precios mundiales de L&G han aumentado significativamente desde los mínimos del año pasado. Así, el L&G desembarcado en Colombia continúa siendo una opción relativamente costosa y el pronóstico o el estimado parece que se mantendrá de esa forma.

CONCLUSIÓN**Carolina Orozco**

Gracias. Con esto concluimos la presentación hoy. Gracias a todos por asistir. Por favor no duden en contactarnos si tienen cualquier pregunta adicional. Pueden desconectarse ahora. Gracias.