

Canacol Energy Limited

Teleconferencia sobre resultados financieros
del segundo trimestre de 2020

Viernes 14 de agosto de 2020, 10:00 a.m.
hora del Este

PARTICIPANTES CORPORATIVOS

Carolina Orozco – *Directora de Relaciones con Inversionistas*

Charle Gamba – *Presidente, Director Ejecutivo y Miembro de Junta Directiva*

Jason Bednar – *Vicepresidente Financiero*

Presentación

Operador

Buenos días y bienvenidos a la teleconferencia sobre Resultados Financieros del Segundo Trimestre de 2020 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. Después de la presentación de hoy habrá una oportunidad para hacer preguntas. Para hacer una pregunta, puede presionar asterisco y luego uno en el teclado del teléfono. Para retirar su pregunta, por favor presione asterisco y luego dos. Por favor tenga en cuenta que este evento está siendo grabado.

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

Carolina Orozco

Buenos días y bienvenidos a la Teleconferencia sobre Resultados Financieros del Segundo Trimestre de 2020 de Canacol. Soy Carolina Orozco, Directora de Relaciones con Inversoristas. Estoy con el Sr. Charle Gamba, Presidente y Director Ejecutivo, y con el Sr. Jason Bednar, Vicepresidente Financiero.

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 financieras en esta conferencia están denominadas en dólares de 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 2020. El Sr. Jason Bednar, nuestro Vicepresidente Financiero, se referirá luego los aspectos financieros destacados. El Sr. Gamba cerrará con una exposición sobre la perspectiva de la Compañía para lo que resta del año fiscal 2020. Le seguirá una sesión de preguntas y respuestas. El Sr. Gamba se nos une en la línea desde Bogotá y el Sr. Jason se nos une 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. Buenos días o buenas tardes o noches a todos, y bienvenidos a la Teleconferencia sobre el Segundo Trimestre de 2020 de Canacol. Las ventas contractuales nominadas de gas durante el segundo trimestre de 2020 fueron de 171 millones de pies cúbicos estándares por día, un aumento del 35% frente al mismo período en 2019. Los ingresos en efectivo netos de transporte durante el segundo trimestre de 2020 fueron de \$62,1 millones, un aumento del 18% con respecto al mismo período del año anterior, pero ninguno de nuestros contratos de venta de gas en firme está en discusión durante el trimestre.

Las ventas contractuales nominadas de gas para el segundo trimestre de 2020 alcanzaron un punto bajo de 156 millones de pies cúbicos estándares por día en abril y se recuperaron a 185 millones de pies cúbicos estándares por día en junio. La demanda empieza a recuperarse después del cierre en

todo el país relacionado con el COVID.

En el segundo trimestre continuamos ejecutando nuestro plan de capital sin recorte significativo en nuestro presupuesto de capital de 2020. También continuamos entregando nuestro retorno de capital a los accionistas mediante la continuación de nuestro programa de dividendos trimestrales sin recorte. A diferencia de la mayoría de las compañías de petróleo y gas que operan aquí en Colombia, no suspendimos el gasto de capital durante el segundo trimestre, sino que aprovechamos la oportunidad para contar con una segunda torre de perforación con un descuento significativo, junto con un descuento importante para la torre de perforación actual bajo contrato. Como mencioné, también continuamos emitiendo nuestro dividendo trimestral sin recorte.

Las operaciones de producción durante el segundo trimestre transcurrieron sin mayores interrupciones. Las operaciones de perforación, suspendidas en marzo 26 de 2020 debido al cierre nacional, se reanudaron en mayo 27 de 2020, después de que se levantó el cierre. Se han implementado protocolos de bioseguridad de acuerdo con las directrices y leyes locales y federales en todas nuestras operaciones y oficinas, y se ha dado prioridad, como siempre, a la seguridad y salud de nuestros empleados y contratistas.

Por último, en una gran muestra de confianza en la estabilidad del modelo de negocio de Canacol, nuestras entidades de crédito sindicadas ampliaron nuestra línea de deuda a plazo existente de 30 millones de dólares a una tasa de interés más baja que antes y extendida con \$121 millones adicionales en un nuevo crédito rotativo a plazo y con interés bajo durante un período en el cual muchos productores de petróleo y gas tienen sus bases de préstamo redefinidas y recortadas.

Ahora le daré la palabra a Jason Bednar, Vicepresidente Financiero, quien presentará nuestros aspectos financieros del segundo trimestre con más detalle. Cuando termine, daré detalles sobre la perspectiva para lo que resta de 2020.

Jason Bednar

Gracias Charle. El segundo trimestre de 2020 fue otro trimestre fuerte para Canacol tanto operativa como financieramente, en tanto continuamos ejecutando nuestro plan e impulsando nuestro creciente negocio de gas natural. Enfocándonos en el segundo trimestre de 2020, los aspectos financieros destacados incluyen ingresos aumentados en un 14% a \$54 millones en comparación con \$48 millones para el mismo período en 2019, fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentados en un 22% a \$31 millones frente a \$26 millones, EBITDA aumentado en un 9% a \$40 millones frente a \$37 millones, y ganancia neta aumentada en un 843% a \$18 millones frente a \$2 millones.

Como Charle ya lo indicó, los volúmenes de ventas disminuyeron frente a los niveles del primer trimestre, debido a una menor demanda. Sin embargo, gracias al gran proyecto de expansión de capacidad del gasoducto, culminado a finales de agosto de 2019, y los nuevos contratos de venta en firme relacionados con el mismo, los cuales entraron en vigor en la segunda mitad del año pasado, todavía reportamos un aumento del 22% en el flujo de fondos provenientes de las operaciones con respecto al mismo período del año anterior, y con gastos de capital ligeramente limitados por restricciones relacionadas con el COVID, pudimos generar \$19,2 millones de flujo de caja libre antes de pagos de intereses y dividendos.

Esto es sólo ligeramente más bajo que el primer trimestre y sustancialmente más alto que cualquier trimestre anterior a ese. Ese flujo de caja libre respalda nuestro dividendo trimestral sin cambios, el cual fue iniciado en el cuarto trimestre del año pasado y actualmente representa un rendimiento anual de aproximadamente 5,8%, con el último dividendo pagado en julio. El flujo de caja libre también

respalda la mejora continua en nuestras razones de apalancamiento. Nuestra razón de deuda neta a EBITDAX se reduce de 2,3 veces en junio 30 de 2019, a 1,8 veces en junio 30 de 2020.

Nuestra ganancia operacional neta disminuyó un 7% a \$3,63 por Mcf en los tres meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con \$3,88 por Mcf en el mismo período de 2019. La disminución se debe a la falta de ventas de gas en el mercado superior al contado, como resultado de la menor demanda impulsada por la recesión económica del COVID-19. Tal disminución está parcialmente compensada por una reducción de los gastos de operación por Mcf a \$0,25 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con \$0,31 por Mcf para el mismo período en 2019.

Como era de esperar, las mayores ventas de gas nos permitieron reducir sustancialmente nuestros costos operativos por unidad. Dadas las cuarentenas por COVID, aplazamos algunos trabajos de mantenimiento de rutina del segundo trimestre a la segunda mitad del año, lo cual efectivamente redujo los gastos operativos del segundo trimestre y aumentó en alguna medida los gastos operativos del segundo semestre. También es notable la disminución en los gastos de regalías a \$0,64 o un 14,1% en el segundo trimestre, frente a \$0,72 o un 15,9% en el primer trimestre de 2020. Esto resulta de las menores ventas en el segundo trimestre y nuestra capacidad de cambiar la producción entre bloques, lo cual nos permite producir un mayor porcentaje de esa producción desde el bloque Esperanza, el cual tiene una tasa de regalía más baja. Cabe señalar que mantuvimos fuertes márgenes de operación del 80% durante el trimestre.

En relación con el primer trimestre de este año, en efecto pudimos aumentar nuestra ganancia operacional neta y nuestro margen de operación muy ligeramente a pesar de unos volúmenes de ventas significativamente inferiores, lo cual, una vez más, creo que habla de la fuerza de nuestro negocio y del valor de nuestros contratos de venta en particular. Registramos una ganancia neta de \$17,7 millones para el segundo trimestre de 2020, en comparación con \$1,9 millones para el mismo período en 2019.

A diferencia del primer trimestre de 2020, en que vimos una gran devaluación del peso colombiano y registramos un gran gasto de impuesto diferido distinto a efectivo, el peso se fortaleció en el segundo trimestre de 2020, lo cual nos permitió registrar una recuperación de impuesto diferido de \$11,6 millones. Si el peso se fortalece aún más durante 2020, nuestra ganancia neta podría reflejar mayores recuperaciones de impuesto diferido. También mencionaré que la modesta cobertura del peso que teníamos en vigor expiró en julio 31 de 2020, y la compañía ahora no tiene coberturas vigentes.

Nuestros efectivo y equivalentes de efectivo aumentaron con respecto a \$41,2 millones en diciembre 31 de 2019, y con respecto a \$49,2 millones en marzo 31 de 2020, a \$58,5 millones en junio 30 de 2020. La fortaleza financiera y la estabilidad de nuestras operaciones nos están dando una mayor flexibilidad financiera. En esa medida, hemos podido reperfilarse una parte de nuestra deuda existente, así como añadir un par de otros elementos importantes, según se anunció la semana pasada. No repasaré los detalles completos de todo lo que hicimos, que está en el comunicado de prensa publicado la semana pasada, así como en nuestros estados financieros, y está resumido en la diapositiva, pero destacaré algunos logros notables y daré una explicación de las razones de ello.

En primer lugar, pudimos reperfilarse nuestro préstamo a plazo existente de \$30 millones que contratamos en diciembre de 2018, el cual nos permitió comprar la planta de procesamiento de gas Jobo 2, que es operada y al mismo tiempo redujo nuestros gastos operativos. El préstamo tenía una tasa de interés del 6,875%.

En junio de 2020, cuando los primeros pagos de amortización estaban por vencer, renegociamos la

tasa para bajarla a aproximadamente 4,5% y aplazamos el primer pago de amortización a diciembre de 2021. Esta prórroga de 18 meses añade aproximadamente \$16 millones de liquidez adicional a las compañías hasta finales de 2021, solamente con base en los pagos de capital.

El segundo elemento está relacionado con una nueva línea de crédito rotativo de \$46 millones, que está a una tasa de interés de aproximadamente 5%, si se hacen retiros y cuando se hagan. Aunque Canacol llegó al segundo trimestre con aproximadamente \$59 millones de efectivo y puede financiar sus programas de capital y dividendos con flujos de efectivo existentes, pensamos que era prudente, dadas las tasas favorables, aumentar nuestra flexibilidad financiera.

En tercer y último lugar, negociamos un préstamo puente a plazo de \$75 millones a aproximadamente 4.5%, el cual está en la compañía que construirá el gasoducto de Medellín. Los primeros \$25 millones serán retirados en breve y serán usados para financiar gastos como la ingeniería y la poda ambiental hasta junio de 2021. Los \$50 millones restantes podrían ser usados para ordenar ítems de tiempo de entrega largo, como tubería, cuando la oportunidad sea apropiada.

Esperamos que durante el plazo del puente Canacol desinvierta entre el 75% y el 100% de las acciones de esta subsidiaria en favor de un socio de capital, manteniendo hasta un 25% de participación en la explotación en la propiedad del proyecto del gasoducto. Una vez los socios de capital en los acuerdos con el sindicato de bancos hayan firmado y se hayan cumplido todas las condiciones previas aplicables, esperamos que se dé la financiación a largo plazo, y el puente sea pagado en su totalidad.

Estos tres acuerdos de deuda se producen en un momento en que muchos productores norteamericanos de petróleo y gas parecen estar renovando su deuda sin ninguna mejora significativa en los términos. Creo que podemos estar orgullosos de lo que hemos logrado operativamente, que respalda nuestra capacidad de reducir nuestro costo de capital de esta manera y de asegurar una flexibilidad financiera sustancialmente mayor.

Creo que es justo decir que estamos viendo nuestro costo de capital disminuir en tanto los participantes en el mercado llegan a entender el valor de nuestro negocio. Por el lado de la deuda, eso se refleja en estos nuevos términos y la mayor capacidad de deuda; y, por el lado del capital, se refleja en un precio de acción muy estable en comparación con muchos otros productores de petróleo y gas.

Durante 2020, la compañía planea usar su excedente de efectivo para, en primer lugar, mantener su pago trimestral de dividendo, el cual ha sido fijado en \$0,052 dólares canadienses por acción, que es un rendimiento de dividiendo de aproximadamente el 6% a los precios actuales de las acciones, para un total de aproximadamente \$13,5 millones en el primer semestre de 2020; y, en segundo lugar, continuar recomprando acciones ordinarias de la compañía en el marco de su oferta de emisor en el curso normal, cuando estime que es apropiado hacerlo.

Para concluir, nuestros resultados financieros del segundo trimestre fueron muy fuertes y relativamente estables, a pesar de los desafíos planteados por la pandemia de coronavirus. Ahora estamos en una posición cada vez más envidiable de fortaleza financiera con flexibilidad para cubrir niveles de inversión, cuando estimemos que tiene sentido hacerlo.

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

Charle Gamba

Gracias, Jason. La estabilidad dada por nuestros contratos de venta de gas en firme a término fijo nos ha permitido capear los efectos financieros de esta pandemia hasta este punto. Hemos mantenido

nuestra estrategia de crecimiento y no hemos recortado el gasto de capital de una manera significativa. También hemos mantenido un flujo de caja y unos márgenes de operación robustos, y eso también ha mantenido nuestro rendimiento para los accionistas de capital con la continua emisión de un dividendo trimestral, el cual no fue recortado.

Con respecto a lo que resta de 2020, reiteramos el objetivo de ventas de gas entre 170 y 190 millones de pies cúbicos estándares por día. Debido al retraso de dos meses en el programa de perforación relacionado con el cierre, esperamos perforar 9 de los 12 pozos de desarrollo de exploración planeados para 2020 y aplazar el resto para 2021.

Con respecto al presupuesto de capital, los retrasos relacionados con el cierre y la reducción mencionada anteriormente en el recuento de perforaciones anticipan un pago de aproximadamente \$108 millones en vez de los \$114 millones originales. Actualmente estamos perforando el pozo de exploración Porro Norte-1, situado aproximadamente 25 kilómetros al norte del campo Pandereta, ubicado en nuestro contrato de E&P VIM-5 operado al 100%. Porro Norte-1 está apuntando a un cierre estructural anticlinal de cuatro vías definido en depósitos potencialmente con gas de sísmica 2D que incluyen las areniscas y calizas de Tubara, Porquero y Cicuco.

Actualmente estamos completando el pozo Pandereta 8, y luego trasladaremos la otra torre al pozo de desarrollo Pandereta 4, con el cual se harán pruebas de la posible extensión occidental del campo Pandereta. Esperamos resultados de ambos pozos en septiembre.

Por último, deseo agradecer a todo el equipo de Canacol, así como a nuestros contratistas, socios en los préstamos, y clientes, por su apoyo y trabajo duro durante estos tiempos tan inciertos.

Ahora estamos listos para responder las preguntas que tengan.

PREGUNTAS Y RESPUESTAS

Operador

Gracias. Ahora comenzaremos la sesión de preguntas y respuestas. Para hacer una pregunta, pueden 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. En este momento haremos una pausa momentánea para reunir nuestra lista.

La primera pregunta viene de Gavin Wylie, de Scotiabank. Por favor, adelante.

Gavin Wylie

Sí. Gracias, señores. Tengo dos preguntas rápidas. Quisiera una actualización de lo que están viendo en el mercado al contado para los precios del gas colombiano. En tanto la economía se ha ido reabriendo lentamente, ustedes han observado que la demanda de gas, creo, tuvo una disminución interanual de tal vez un 20% en abril. Creo que tuvo una recuperación interanual de tal vez solamente cerca de un 5% en junio o julio. De nuevo, me pregunto si pueden darnos una idea de lo que están viendo en el mercado al contado, en tanto aún seguimos enfrentando estos niveles bajos récord de embalses de energía hidroeléctrica.

La segunda pregunta es sobre producción. Dada la volatilidad que hemos visto en el último par de meses, me pregunto si pueden darnos el promedio de julio o lo que están viendo desde el inicio del trimestre hasta la fecha en relación con los 165 millones de pies cúbicos por día que promediaron en junio. Eso sería genial. Gracias.

Charle Gamba

Gracias, Gavin. Con respecto a los precios al contado y la demanda, estamos entrando en agosto, que continuará hasta diciembre como un ciclo típicamente fuerte de demanda de gas históricamente. Estos son los meses más fuertes para demanda de gas, relacionados con las condiciones de los embalses hidroeléctricos. Entonces, estamos viendo, como creo que usted lo ha indicado, una buena recuperación de la demanda, y los precios al contado, por supuesto, siguen la demanda. Así, en tanto la demanda continúe aumentando, vemos que los precios al contado volverán a subir, alejándose de esos mínimos que ciertamente experimentamos en abril y mayo.

Con respecto a la producción en julio y agosto, ciertamente estamos dentro del rango de nuestro objetivo publicado, que estaría entre 170 y 197 millones de pies cúbicos estándares por día. Así, estamos en muy buena forma.

Gavin Wylie

¿Hay algún dato específico que esté dispuesto a dar sobre los precios que está viendo, sea el promedio en julio para ventas del mercado al contado, o sea con base en dólares por Mcf?

Charle Gamba

No. No vamos a dar ningún precio al contado específico. Digamos que a medida que se recupera la demanda, el precio al contado está aumentando desde el segundo trimestre.

Gavin Wylie

Entendido. Gracias, señores.

Operador

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

Josef Schachter

Buenos días a todos, Charle, Jason, y felicitaciones por un trimestre muy bueno en estos tiempos difíciles. Volviendo a las ventas al contado, sobre los clientes que están tomando más gas, ¿son unos pocos clientes claves que están tomando más gas, o están viendo una mayor demanda en general? Me pregunto si esto se relaciona con clientes individuales o si es un asunto de industria en tanto se recuperan las operaciones y la actividad empresarial aumenta en general.

Charle Gamba

Sí. Gracias, Josef. Gracias por esa pregunta. Es bueno oírlo. Las ventas al contado están siguiendo el patrón tradicional. Como sabe, la mayoría de nuestras ventas de gas va a las compañías de generación de energía termoeléctrica situadas en la costa Caribe, y ahí es donde normalmente va la mayoría de nuestras ventas al contado.

Así, ellas serían a clientes existentes con los cuales tenemos contratos vigentes en firme, que requieran gas adicional comprado al contado; o a otros clientes con los cuales no tenemos contratos en firme, con otras plantas termoeléctricas que requieran gas.

Por lo tanto, yo diría que la mayoría de las ventas al contado, como siempre, va a plantas termoeléctricas. También estamos haciendo ventas al contado a mercados regulares industriales y manufactureros, en tanto la demanda también ha aumentado en ellos, pero, por mucho, la gran mayoría de las ventas al contado tradicionalmente va a clientes existentes y otros clientes de energía eléctrica.

Josef Schachter

Bien. ¿Podría entonces referirse a lo que está pasando en términos del coronavirus, el proceso de reapertura de escuelas, reapertura de la industria? ¿Hay objetivos en términos de línea de tiempo para cuando ese ritmo se acelere?

Charle Gamba

En todo el país, el cierre fue levantado en mayo, lo cual nos permitió reanudar nuestras operaciones de perforación, por ejemplo, en los departamentos donde tenemos esas actividades. Actualmente todavía hay cuarentenas locales en algunas de las ciudades principales; ciudades principales como, por ejemplo, Bogotá, Medellín y Cali. Así, algunos sectores de la ciudad están actualmente en cierre. Por ejemplo, en Bogotá, aproximadamente un tercio de la ciudad está en cuarentena, con cerca de 1,7 millones de personas afectadas por esa cuarentena. El cierre ha estado rotando por sectores en la ciudad.

Todos esos cierres en Bogotá terminarán ciertamente el 26 de agosto, pero en todo el país el cierre fue levantado en mayo. Por lo tanto, en su mayoría los sectores manufacturero, industrial, minero y de generación termoeléctrica han reanudado actividades en la mayoría del país.

Con respecto a las escuelas, por ejemplo, las escuelas siguen siendo virtuales. No hay anuncio de un plan de apertura de las escuelas en el futuro próximo para el regreso de los estudiantes.

Finalmente, con respecto a los viajes y el transporte aéreos, el gobierno federal y los gobiernos locales han comenzado a reabrir los aeropuertos locales para viajes aéreos locales; y se espera que los viajes aéreos internacionales se reanuden el 1 de septiembre, de modo que eso está esencialmente programado.

El coronavirus está alcanzando récords diarios de casos. Así, aquí en Colombia todavía falta bastante para que el cierre sea levantado en general en todo el país.

Josef Schachter

Gracias por esa respuesta. El último punto para mí es si todavía tienen las cifras de petróleo colombiano en 245 barriles frente a 342 del año anterior. ¿Cuándo ve que esto sea vendido o quede fuera de los libros y ya no forme parte de las operaciones del negocio?

Charle Gamba

Esa producción de petróleo proviene del último campo petrolero que nos queda, que es el Campo Rancho Hermoso. Curiosamente, nuestro primer campo petrolero en Colombia resulta ser nuestro último campo. Estábamos en un proceso de venta de ese activo. Habíamos concluido una negociación con la contraparte a finales del año pasado, pero ese proceso de venta básicamente se deshizo y, como resultado, continuamos operando ese campo, el cual en este momento aún es rentable, aunque sea difícil de creer. Todavía estamos recibiendo ganancias operacionales netas positivas, y estamos obteniendo ganancias operacionales netas positivas incluso en el punto más bajo de producción de petróleo. Es un campo petrolero muy maduro.

Continuaremos con nuestros esfuerzos para tratar de vender ese activo. Mientras tanto, continuaremos operando ese campo en las condiciones mínimas de tipo operativo.

Josef Schachter

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

Operador

Una vez más, si desean hacer una pregunta, por favor presionen asterisco y luego uno.

La siguiente pregunta es de Harry Malcolmson, inversionista. Por favor, adelante.

Harry Malcolmson

Gracias. En el comunicado de prensa de la compañía en noviembre se dijo que, con respecto al Proyecto del Gasoducto de Medellín, la compañía esperaba suscribir un contrato de venta en firme con una importante empresa de servicios públicos durante el mes de noviembre en curso. Luego, en diciembre, ustedes indicaron que se firmaría un acuerdo definitivo para la construcción de un nuevo gasoducto. ¿Cuáles son sus objetivos para el año 2020?

En este punto, parece que esas expectativas no se realizaron, y veo que han emprendido un arreglo alternativo, que es constructivo en las circunstancias. No tengo claro, sin embargo, con respecto a este gasoducto, por qué el grupo inversionista que participó en el primer consorcio para el gasoducto fue reacio, presumiblemente, a participar en un nuevo. Básicamente, ¿cuáles son los factores que llevaron a esas reservas? Y en particular, ¿hubo alguna inquietud sobre los proyectos de GNL que pudiera afectar los aspectos económicos del segundo gasoducto? Gracias.

Charle Gamba

Gracias, Harry, por estas preguntas. Sí, con respecto al proyecto del gasoducto de Medellín, tenemos un contrato de venta de gas en firme a largo plazo negociado con el principal comprador allí. Hubo varios eventos en Medellín al final del año, que tuvieron impacto en la firma de ese contrato, principalmente un cambio de alcalde en Medellín, el cual tiene alguna autoridad con respecto a la firma del contrato. Así, hubo ese cambio, básicamente, y después el cliente, y esencialmente todos los demás clientes importantes aquí en Colombia, se vieron enfrentados al desafío del COVID, al cual esencialmente siguen enfrentados hoy en día.

Por lo tanto, el proceso ha sido muy lento, pero diré que, número uno, hay un contrato de venta en firme negociado a satisfacción de ambas partes; y, número dos, continuamos en conversaciones con ese cliente, trabajando para la firma de ese contrato en el corto plazo.

Todos los inversionistas en el proyecto, el consorcio que hemos formado y los inversionistas que hemos atraído a este proyecto, junto con nuestro respaldo bancario, son plenamente conscientes del estado de estas negociaciones y están cómodos al punto de avanzar en la financiación que Jason acaba de describir.

Con respecto al otro gasoducto operado en Colombia al cual usted hizo referencia, tenemos varias partes que están interesadas en participar en el contrato de EPC, que serán responsables de la construcción de ese gasoducto, incluyendo varios operadores nacionales de gasoductos. Así, espero que esto responda sus preguntas, Harry.

Harry Malcolmson

Gracias.

Operador

Nuestra siguiente pregunta es de Nicolás Erazo, de CrediCorp Capital. Por favor, adelante.

Nicolás Erazo

Hola a todos. Buenos días. Espero que estén bien. Tengo solamente una pregunta sobre la entrega diferida que informaron en el comunicado de prensa en julio. Vimos en el informe de julio que las

nominaciones adicionales para entrega diferida fueron de alrededor de 12 a 14 Mcf por día, pero en el informe de ayer sobre el segundo trimestre hay una cifra de nominaciones de gas natural y GNL no entregadas de cerca de 19 millones de pies cúbicos por día.

Así, quisiera saber qué nos falta aquí, pues en el comunicado de prensa de julio esperábamos entre 12 millones y 14 millones, y ahora el informe habla de cerca de 19 millones. Quisiera entender esa cifra, por favor.

Jason Bednar

Seguro. Ciertamente puedo dar respuesta a eso. Es una gran pregunta, porque es un poco confusa. Empezaré con los 19 millones. Como sabe, las personas históricamente pueden aplazar una porción siempre y cuando paguen por ella, y normalmente tienen 12 meses para venir y recoger ese gas.

En estos tiempos de COVID, como lo describimos en la anterior teleconferencia trimestral, permitimos a las personas aplazar volumen adicional. Así, ese monto bruto de aplazamiento fue de hecho los 19 millones que se encuentran en el MD&A y se discuten aquí hoy. Yendo a la primera parte de la pregunta, al tomar sus nominaciones en ese ciclo de 12 meses, las personas entonces pueden aplazar nuevamente algunas nominaciones futuras durante ese período. Así, los aplazamientos brutos de nominaciones para el segundo trimestre fueron de 19 millones, pero 6 millones efectivamente recogieron su gas, dejando los aplazamientos netos en 13 millones. Espero que esto sea más claro.

Nicolás Erazo

Perfecto, Jason; solamente un seguimiento. Dado que los contratos en firme han estado cambiando, y dada la flexibilidad que ustedes han logrado, lo cual es un gran progreso, ¿qué cambios principales, además de la posibilidad de aplazar volúmenes, han sido hechos en este tipo de contratos, es decir, los contratos en firme, en términos de precios, en términos del efecto fiscal contra el dólar de EE. UU. por fijar, o algo? Sabemos que eso es algo que ha estado cambiando un poco en este par de meses.

Jason Bednar

Sí, de acuerdo, grandes preguntas de seguimiento. Ninguno de los precios ha cambiado. Estos son contratos. Esencialmente están grabados en piedra. Como hemos dicho, no ha habido casos de fuerza mayor, según lo explicado en la última teleconferencia. La fuerza mayor sencillamente no se aplica, y los precios de los contratos son lo que son.

Hemos permitido que algunas personas los aplacen. Además, en este tema en particular, si ha revisado nuestros estados financieros, ha visto que hay cerca de \$15 millones de ingresos diferidos. \$5 millones de ellos han sido efectivamente pagados por anticipado y ni siquiera han sido nominados en esta etapa. Por una u otra razón, algunos de nuestros compradores simplemente nos pagan por anticipado por un año completo de gas, lo cual significa que los restantes \$10 millones han sido lo que he descrito.

También interviene en esta ecuación lo que le dijimos a algunos compradores cuando les permitimos aplazar volúmenes, sobre que tenían que tomar todo su tiempo de inactividad contractual para el año. Un contrato típico de compra tiene cerca de 6% de tiempo de inactividad incluido en el mismo para permitir que los compradores hagan cosas como cambios en la planta. No todos tomarán el 6% completo, pero si optaron por el aplazamiento, tienen que tomar todo su tiempo de inactividad durante el período que aplazaron. Así, en un caso específico, un comprador tomó todos sus días de tiempo de inactividad durante el período del segundo trimestre.

Nicolás Erazo

Entendido, Jason. Realmente útil. Gracias.

Operador

Una vez más, si tienen una pregunta, por favor presionen asterisco y después uno.

La siguiente pregunta es de Ricardo Sandoval, de Bancolombia. Por favor, adelante.

Ricardo Sandoval

Hola a todos. Gracias por la presentación, y felicitaciones por los resultados. Solamente tengo una pregunta en este momento y es sobre EPM. Deseo saber qué pasó con la Junta Directiva de EPM. Supongo lo que pasó en Medellín durante esta semana con la Junta Directiva de EPM y cómo esto afectó las negociaciones de contratos para el Gasoducto de Medellín. Entendí que EPM era un cliente potencial para ustedes. Por lo tanto, quisiera que comente algo al respecto. Gracias.

Charle Gamba

Hola, Ricardo. Gracias por la pregunta. Sí, EPM ciertamente es uno de los clientes potenciales en Medellín con respecto a contratos de venta para el nuevo gasoducto. Todos somos conscientes de los asuntos, asuntos internos que afectan actualmente a EPM. Sin embargo, esta es la empresa de servicios públicos más grande en Colombia, una estructura financiera muy sólida, y obviamente requiere un suministro largo y constante de gas para las próximas décadas. Por lo tanto, diría que, una vez que culmine su estructuración interna, espero que el negocio vuelva a la normalidad, y continúe siendo un cliente potencial significativo para nosotros en Medellín.

Ricardo Sandoval

Bien, gracias.

Operador

Gracias. En este momento no aparecen más preguntas por teléfono. Por lo tanto, paso la sesión de preguntas y respuestas a Carolina Orozco, quien se encargará de las preguntas enviadas.

Carolina Orozco

Gracias, operador. Tenemos una pregunta de John Clark. "¿Cuáles son las fechas de servicio para las plantas de energía en el Gasoducto de Medellín?"

Charle Gamba

Bien. Creo que ya hemos discutido el Gasoducto de Medellín y el punto en que estamos con ese proyecto en este momento. Con respecto a la planta de energía, el proyecto de energía, en el cual estamos participando con Celsia aquí en Colombia, el proyecto de Energía El Tesorito, es una planta de energía eléctrica de 200 megavatios que será construida aproximadamente siete kilómetros al sur y al oeste de nuestra instalación de tratamiento Jobo.

El proyecto está en curso. El contrato de EPC fue adjudicado en junio. El consorcio ha recibido todos los permisos ambientales y el proyecto está al día para diciembre 1 de 2021, fecha de inicio. Nuestro interés en el proyecto, por supuesto, está principalmente relacionado con el contrato de venta de gas que tenemos con el consorcio. Así que esa es la actualización del proyecto de Energía El Tesorito.

Carolina Orozco

La siguiente pregunta es de Daniel Garguilo, de BTG Pactual. "En el segundo trimestre de 2020 vimos los volúmenes al contado afectados por el cierre nacional, pero de algún modo compensados por una mayor demanda de los generadores de energía térmica, debido a una hidrología débil. Pero en el último par de meses la hidrología ha estado recuperándose rápidamente, lo cual debería reducir la demanda de las plantas eléctricas de gas en el mercado al contado. En ese sentido, me gustaría

conocer las posibles implicaciones en términos de precios de esta menor demanda de los generadores".

Charle Gamba

Bien, vimos un consumo inusualmente fuerte de energía termoeléctrica en el segundo trimestre, en lo que normalmente es un período de tiempo húmedo, cuando la demanda térmica es bastante baja. Sin embargo, si mira la demanda pico de gas en la costa sobre una base histórica, los meses de menor demanda son, de hecho, los meses del segundo trimestre, abril, mayo, y junio, y luego la demanda de gas comienza a repuntar notablemente durante la segunda mitad del año, comenzando en agosto y hasta diciembre.

Por lo tanto, en realidad estamos entrando en una parte históricamente bastante fuerte del ciclo de demanda sobre una base anual, donde vemos que la demanda general, incluida la demanda térmica, históricamente está en su punto más alto, de agosto a diciembre. Así, yo diría que lo que fue muy poco característico este año fue la demanda térmica inusualmente alta durante abril, mayo, y junio, que normalmente es un período muy bajo de demanda históricamente.

Como mencioné un poco antes, por una de las preguntas por el altavoz, el precio al contado está íntimamente relacionado con la demanda. Entonces, si la demanda sigue su camino histórico de fortalecimiento en la segunda mitad del año, deberíamos ver que los precios al contado reaccionan en consecuencia. Si la demanda es débil, debido al COVID o a cualquier otro factor macroeconómico, esperaríamos ver que los precios al contado sean igualmente débiles. Así, creo que en este momento estamos más o menos pronosticando nuestro rango objetivo de 170 a 197, con base en la demanda histórica y los efectos del coronavirus, y ciertamente se espera que los precios al contado estén sincronizados con la demanda. Por lo tanto, si la demanda es fuerte, los precios al contado estarán bien; si la demanda es débil, los precios al contado serán débiles.

Carolina Orozco

La siguiente pregunta es de James Branch. "¿Hay algún riesgo de ejecución para conseguir inversionistas en el nuevo gasoducto? "

Jason Bednar

Tal vez puedo responder a eso, Charle. Como probablemente lo he dicho en llamadas anteriores, el gasoducto se divide en dos componentes: uno es deuda y el otro es capital. Hemos tenido múltiples discusiones por la mayor parte de un año, las cuales siguen en curso, con respecto a esa división. En este momento espero que el gasoducto se financie con aproximadamente un 30% de capital y un 70% de deuda.

Si miramos el lado de la deuda, hemos estado trabajando con dos bancos grandes, que espero que sean los líderes en esto. Incluso en tiempos previos al COVID, tenía hojas de términos en mi escritorio con respecto a las condiciones previas, las tasas de interés, etc. En las discusiones en curso, no espero que eso cambie. Siento que el lado de la deuda confluirá, y hemos tenido abundante interés.

Por el lado del capital, se espera que sea capital privado el que aporte el componente de capital, con Canacol, por supuesto, siendo propietaria de hasta el 25% del mismo. Ha habido abundante interés y sigue habiendo abundante interés en esto. Obviamente, diferentes firmas de capital privado tienen diferentes obstáculos en cuanto a su TIR y, obviamente, estamos buscando trabajar con aquellas que tengan los menores obstáculos en cuanto a su TIR pues, mientras más baja sea su TIR esperada, más baja podrá ser la tarifa del gasoducto para Canacol y, por lo tanto, mayor será la ganancia neta que podremos obtener con nuestro gas entregado a EPM y al otro comprador.

No he visto disminución alguna en el interés, y de hecho he visto tal vez un aumento en el interés en este proyecto en particular.

Carolina Orozco

La siguiente pregunta es de Daniel Duarte de Corficolombiana. "Buenos días y gracias por tomar mis preguntas. ¿Cuál es el costo estimado total del Proyecto del Gasoducto de Medellín? ¿Cuál es el precio promedio de venta de gas o simplemente el contrato en firme?"

Charle Gamba

El costo total del gasoducto. Es un gasoducto de aproximadamente 300 kilómetros de largo y 20 pulgadas, que se extiende desde nuestra instalación de producción de gas en Jobo, la cual está situada en el Departamento de Córdoba, y se conectará con la Puerta de la Ciudad de Medellín en el Departamento de Antioquia. La construcción de la primera fase es un plan que no incluye mucho en cuanto a compresión. Por lo tanto, la primera—

Operador

Perdónenme. Soy el operador. Parece que su línea se ha desconectado en este momento. Lo conectaremos tan pronto como podamos. Muchas gracias.

Jason Bednar

Carolina, si tal vez puedes enfocarte en algunas de las preguntas que sean más financieras y dirigidas a mí, puedo continuar.

Carolina Orozco

Seguro. Hemos recibido algunas preguntas de Luis Carballo, de UBS. La primera es: "Me gustaría entender mejor su perspectiva sobre la ganancia neta para los próximos trimestres."

Jason Bednar

Bien. Con respecto a las ganancias netas futuras, miremos los componentes de la ganancia neta, si podemos. Obviamente, el componente más grande con respecto a la ganancia neta es el precio de venta. Así, si la demanda interrumpible continúa –y cubriré un par de preguntas que veo en mi pantalla aquí– ¿cuál es nuestro precio promedio contratado para Medellín? Sería \$4,72 netos de transporte. Obviamente, el precio de venta interrumpible puede mover ese promedio hacia arriba o hacia abajo, y a veces ciertamente lo ha movido hacia arriba. Obviamente durante el segundo trimestre lo movió hacia abajo. Así, dependiendo de la recuperación de la demanda, todavía hay algo de interrogante con respecto a cuál será esa cifra máxima de ingreso neta de transporte.

El siguiente componente, por supuesto, corresponde a las regalías, y en el primer trimestre vimos una tasa de regalía del 16%. Obviamente hicimos ventas por aproximadamente \$202 millones. En el segundo trimestre, haciendo ventas reducidas, pudimos cambiar parte de esa producción o producir más porcentualmente desde el bloque Esperanza, que tiene regalías más bajas, lo cual mencioné anteriormente durante mi presentación.

Así, en el segundo trimestre la regalía bajó al 14%, una vez más, mientras que en el primer trimestre fue del 16%. Por lo tanto, una vez más las regalías terminarían en ese rango de más o menos 15%, que esencialmente corresponde a \$0,68 a \$0,70.

El factor final, por supuesto, es el de los costos de operación. Podemos ver que, en el primer trimestre, mientras estábamos produciendo grandes volúmenes, nuestros costos de operación fueron de \$0,22. En el segundo trimestre, cuando produjimos menos volúmenes, los costos de operación fueron de \$0,25. Los costos de operación son en gran parte fijos, y corresponden al costo de operar la planta de

gas Jobo. Cuanto menos volumen se pone ahí, más alto es el gasto operativo por unidad

Así, esos son los componentes. Diré que hemos promediado históricamente, volviendo al primer trimestre de 2018, como estaba en una de las diapositivas anteriores, algo entre 78% a 81% de margen de operación. No espero que eso cambie significativamente en la segunda mitad del año. Por lo tanto, todas esas cosas son realmente dependientes de los mercados de ventas interrumpibles y la asunción de precios que desee usar para eso.

Carolina Orozco

Charle está ahora de vuelta en la línea, así que voy a leer nuevamente la pregunta que estaba respondiendo. "¿Cuál es el costo estimado total del Proyecto del Gasoducto de Medellín? "

Charle Gamba

El costo estimado total de ese proyecto, gasoducto de 300 kilómetros de largo, es de alrededor de \$400 millones para el costo de fase 1, que no incluirá mucha compresión.

Carolina Orozco

La siguiente pregunta es de Luis Carballo, de UBS. "¿Puede compartir, por favor, alguna actualización sobre el nuevo gasoducto?"

Charle Gamba

Sí. Creo que hemos cubierto ese tema aquí.

Carolina Orozco

Bien. La última pregunta de Luis Carballo, de UBS, es en términos de demanda. "Usted mencionó el escenario de cierre. Estando en el terreno, ¿cuál es su expectativa sobre la recuperación completa de la demanda de gas natural con las nuevas reglas emitidas por el gobierno?"

Charle Gamba

Espero que la demanda sea altamente dependiente del curso que el virus tome en el futuro en Colombia, específicamente si hay incapacidad para reducir las tasas de incidentes o la tasa de contagio. Podría ser considerablemente necesario otro cierre, por ejemplo, para contener el virus. Oímos mucho sobre la primera y la segunda olas, y Colombia está muy en medio de la primera ola, con los casos aumentando diariamente y alcanzando nuevos máximos todos los días.

Así, la perspectiva con respecto a la trayectoria del virus sigue siendo bastante incierta, y creo que muy importante en relación con la demanda en general y la recuperación económica. Si el virus continúa por este camino, y si de hecho hay una segunda ola, creo que veremos una demanda golpeada.

Si esta ola es controlada y una segunda ola, por así decirlo, no se materializa o también es controlada, entonces espero que la demanda se recupere. Ese sería mi pensamiento, altamente dependiente de lo que los gobiernos federal y local hagan con respecto a los cierres en respuesta al curso del coronavirus.

Carolina Orozco

Finalmente, tenemos tiempo para una última pregunta de Mario Falbaum, de First New York. "La electricidad a partir de carbón, combustible, está siendo desmantelada en muchos países. ¿Espera algún movimiento en Colombia hacia planes de desmantelamiento?"

Charle Gamba

Gracias por esa pregunta, Mario. Sí, quedan algunas plantas termoeléctricas de carbón, principalmente en la costa, y Colombia por supuesto es firmante del Acuerdo de París sobre el Cambio Climático, y Colombia tiene metas estrictas con respecto a las emisiones de CO₂ y los objetivos para 2020. Así, el plan federal con respecto al plan de energía que el gobierno dio a conocer en enero de este año incluye el recorte gradual de las plantas termoeléctricas de carbón y la sustitución de ellas con gas natural.

Eventualmente, por supuesto, para 2050, el gobierno planea tener un porcentaje significativo de la matriz energética provisto por formas renovables que incluirían energía eólica y solar. Así, el gas natural desempeñará un papel importante en la transición de la generación de energía a partir de carbón y petróleo a, eventualmente, una matriz energética dominada por energías renovables; y el gas, como mencioné, llenará el período intermedio de 2020 a 2050 en esa transición que el gobierno ha ordenado.

CONCLUSIÓN**Carolina Orozco**

Con esto concluimos nuestra conferencia telefónica de hoy. Gracias a todos por participar en nuestra teleconferencia del segundo trimestre. Por favor, conéctense nuevamente en noviembre para nuestra conferencia telefónica del tercer trimestre de 2020. Que tengan un gran día.