

Portafolio

EL DIARIO LÍDER EN ECONOMÍA Y NEGOCIOS

[Entrevista]

Empresarial

‘Las tarifas de oleoductos, altas para estándar de la región’

Después de Ecopetrol, y junto a Frontera Energy, GeoPark es la petrolera con mayor producción de crudo en el país. Su directora general, Marcela Vaca, afirmó que su modelo de negocio les permite adaptarse a las coyunturas del mercado.

Alfonso López Suárez
Redacción Portafolio

Una de las fortalezas de “nuestro modelo de negocio tiene que ver con la flexibilidad en el plan financiero y la agilidad con la que tomamos decisiones para adaptarnos a los contextos que plantea el mercado”.

La afirmación es de Marcela Vaca, directora general de la petrolera GeoPark, quien en diálogo con Portafolio explicó cómo reorganizaron su actividad en los planos operacional y de inversiones ante la caída de precios y la pandemia.

Ante la coyuntura, ¿cómo organizaron la operación?

La fortaleza del modelo de negocio de GeoPark tiene que ver con la flexibilidad en los planes de inversión y la agilidad de las decisiones para adaptarnos a los contextos que plantea el mercado. En lo corrido del año hemos revisado dos veces el programa de trabajo, y a pesar que redujimos las inversiones en toda Latinoamérica en un 75% respecto a nuestro plan original (US\$45 millones - US\$50 millones), al finalizar el segundo trimestre, con precios más estables, incrementamos este presupuesto US\$20 millones para seguir apalancando el crecimiento de la compañía, gracias a lo cual reactivamos la perforación en dos bloques en la cuenca Llanos.

¿Cómo organizaron las finanzas?

Tuvimos la ventaja de empezar el año con un balance financiero positivo y en marzo, tan pronto comenzaron a mostrarse los signos de la crisis, revisamos cómo podíamos reducir los gastos, lo cual representó un desafío enorme porque nuestros bloques productores en la cuenca Llanos están muy optimizados, con costos por barril que se han mantenido estables en los últimos años. Gracias a este esfuerzo, que incluyó el cierre de algunos campos menores, pudimos disminuir este costo por barril en un 11% a US\$4,8 (frente a los US\$5,4 del segundo trimestre del 2019).

Y, ¿en el manejo de caja?

Gracias a una gran disciplina y flexibilidad en cuanto a los planes de inversión



“Cerraremos el 2020 con producción de 40.000 bpd”, Marcela Vaca directora general GeoPark.

La participación es de 70.000 barriles ‘gross’ de petróleo diarios, que es poco menos del 10% de la producción total del país”.

de capital y las eficiencias que logramos en todas las áreas de negocio, terminamos la primera mitad del año con una caja de US\$158 millones. Adicionalmente, incrementamos las coberturas para protegernos ante la volatilidad en los precios del crudo y aseguramos la posibilidad de acceder a financiamiento adicional por US\$75 millones en forma de ventas de petróleo a futuro prepagadas. Contamos con las herramientas para proteger la posición financiera y mantener el flujo de caja.

¿Cómo proyectan cerrar la operación en el 2020?

A pesar de que esta situación nos tomó por sorpresa y planteó desafíos sin precedentes, en el segundo trimestre incrementamos el programa de trabajo total 2020, entre US\$65 millones y US\$75 millones, con lo cual esperamos cerrar con una producción cercana a 40.000 barriles promedio día (bpd). Desde mediados de junio empezamos a recuperar la producción que tuvimos que suspender temporalmente por la caída abrupta del precio del petróleo. Hasta hoy, hemos logrado retomar cerca del 95% de esta extracción. Adicionalmente, a medida que los precios se estabilizaron, reactivamos la actividad de perforación en la cuenca Llanos, donde se concentran los activos más importantes y rentables de nuestro portafolio.

¿Cuál es la proyección en la operación para el 2021?

Hoy, tenemos una participación de operación aproximada de 70.000 barriles gross de petróleo diarios, que equivalen a un poco me-

nos del 10% de la producción total del país. Es muy alentador ser partícipes de este volumen y saber que en gran parte ha sido descubierto por nosotros. Para 2021, aún estamos trabajando en el plan de inversiones, sin embargo, seguiremos buscando mecanismos para incrementar nuestra producción y optimizar los costos para mantener una posición financiera y estructura de capital saludable que nos permita hacer frente a períodos tan críticos como los que afrontamos hace unos meses, cuando el precio del crudo llegó a mínimos históricos.

¿Cómo ayudó el Estado para que mantuvieran la operación?

Gran parte de las proyecciones de crecimiento de la compañía a nivel regional seguirán centrados en Colombia, donde tenemos el reto de generar valor en los bloques que sumamos a nuestro portafolio en la adjudicación del Proceso Permanente de Asignación de Áreas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, así como la reciente adquisición de Amerisur, con los que esperamos poner en marcha proyectos de desarrollo de reservas, como exploratorios. Hemos encontrado una buena disposición en la institucionalidad para asegurar las condiciones que nos permitan ejecutar nuestros proyectos.

¿Las actuales tarifas de transporte por oleoductos afectan su presupuesto?

Desde que iniciamos actividades en la cuenca Llanos en 2012, hemos logrado disminuir nuestros costos de transporte de manera significativa como consecuencia de constantes avances en la estrategia comercial e inversiones de capital que nos han permitido acceder de manera más eficiente y segura a la infraestructura para el transporte de crudo. Buscamos alternativas para mejorar la rentabilidad de nuestros proyectos. Sin embargo, las tarifas de oleoductos siguen siendo muy altas para el estándar de la región, por lo cual celebramos que se haya abierto la posibilidad para identificar oportunidades de mejora y avanzar en la definición de estructuras tarifarias que promuevan la competitividad de la industria en su conjunto. ☺