

Parex también va por activos de Frontera que atraen a GeoPark

Ofrece en efectivo por US\$500 millones y un pago contingente de US\$25 millones.

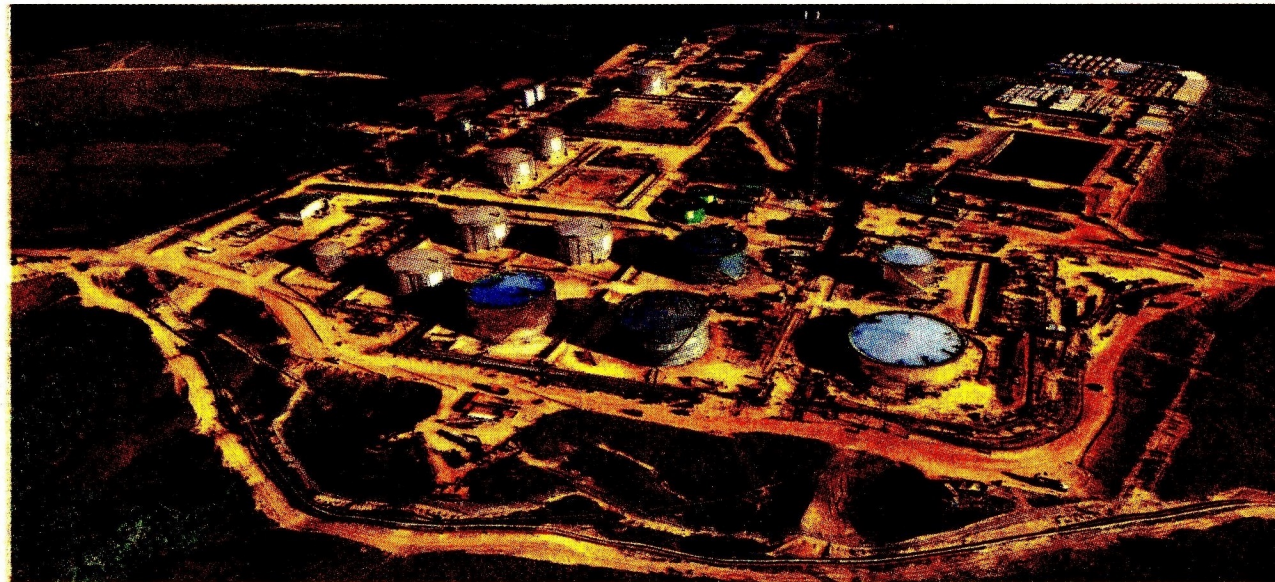
Leidy Julieth Ruiz Clavijo

PAREX Resources anunció la presentación de una propuesta de adquisición al consejo de administración de Frontera Energy Corporation para adquirir la totalidad del negocio de exploración y producción (upstream) que tiene en Colombia. Según la compañía petrolera esto se realizaría mediante una oferta en efectivo por un monto de US\$500 millones, más la asunción de deuda, además de un pago contingente de US\$25 millones, con términos sustancialmente idénticos a los del acuerdo de adquisición previamente anunciado.

Es decir, que con esta propuesta se generaría una prima de US\$125 millones en comparación con el acuerdo de adquisición vigente realizado en días pasados por GeoPark.

“Nuestra oferta en efectivo para adquirir el negocio de exploración y producción (upstream) de Frontera en Colombia ofrece un valor inmediato y mayor para Frontera y sus accionistas”, dijo Imad Mohsen, presidente y director ejecutivo.

Agregó que con base en la prima ofrecida, esperamos que el consejo de Frontera concluya que nuestra Propuesta será una “Propuesta Superior”, según lo definido en el acuerdo de



El campo Quifa, en el Meta, es uno de los activos de Frontera Energy Corporation. Archivo particular.

adquisición previamente anunciado.

“Esperamos continuar con las conversaciones con el Consejo y el equipo directivo de Frontera para concretar la transacción”, aseveró.

Esta decisión fue adoptada por la compañía, ya que se centra en invertir estratégicamente en oportunidades que incrementen su portafolio y estén alineadas con una estrategia de crecimiento centrada en Colombia.

La alianza existente de la empresa en VIM-1 brinda una visión directa de los activos de Frontera y la excepcional calidad de su equipo. La combinación de ambas

ADQUISICIÓN
DE ACTIVOS
DE FRONTERA
ENERGY
Inversión



carteras crearía de inmediato la mayor compañía energética independiente centrada en Colombia, ofreciendo mayor escala, mayor eficiencia de capital, mayor generación de flujo de caja libre y una plataforma más resiliente para el crecimiento a largo plazo.

“Parex confía en que una transacción exitosa generará un valor significativo e inmediato para los accionistas de ambas compañías y

representará un gran beneficio para Colombia”, agregó la empresa.

¿CUÁL FUE LA OFERTA QUE HIZO GEOPARK?

A finales de enero del 2026 GeoPark anunció que adquirió el 100% de los activos de exploración y producción de petróleo y gas de Frontera Energy en Colombia, una compra que convierte a la primera compañía en la empresa priva-

da “más grande de hidrocarburos del país”.

La operación tiene fecha efectiva del primero de enero de 2026 y se cerró en un precio de compra, en efectivo, de US\$375 millones, “sujeto a ajustes habituales de cierre”. A ese valor se sumaría un pago adicional de US\$25 millones, los cuales se desembolsarían si se cumplen “ciertos hitos de desarrollo”.

El dinero salió de la caja disponible de GeoPark y de fuentes de financiamiento comprometidas, incluyendo una facilidad de prepago con Vitol (hasta US\$500 millones, con US\$330 millones comprometidos), y “no se contempla la emisión de acciones en la transacción”.

Y con esto GeoPark proyecta la producción alcance los 90.000 barriles de petróleo por día (bpd) para 2028 y un ebitda de aproximadamente US\$950 millones, duplicando sus pronósticos iniciales para ese año (44.000-46.000 bpd y US\$490-520 millones).

También espera que se mejore la generación de flujo de caja, reduciendo el punto de equilibrio en efectivo en aproximadamente US\$8 por barril a los precios actuales del mercado.

Como resultado de lo anterior, se espera que la combinación de activos genere sinergias que alcancen una tasa anual recurrente de US\$30-50 millones para 2027 y que mantengan dichos ahorros durante un período de aproximadamente seis años. ☞

MILLONES es el monto de la oferta que ahora hace Parex por los activos de exploración y producción que tiene Frontera Energy Corporation en Colombia.

US\$500

Ecopetrol le sale al paso a críticas por las reservas

Javier Acosta

TRAS la polémica que ha despertado el más reciente informe sobre las reservas del 2025, Ecopetrol le salió al paso a las críticas y defendió los resultados, al asegurar que los datos fueron certificados por tres firmas de auditoría internacional independientes.

El informe menciona que las reservas totales alcanzaron los 1.940 millones de barriles equivalentes de petróleo (bep), cifra que representa un aumento del 2,7% interanual, lo que implica un índice de vida de las reservas (RLI) de

7,8 años. No obstante, cambios en la metodología podrían haber incidido en el resultado de reservas del 2025.

Para BTG Pactual, “según la compañía, se añadieron aproximadamente 100 millones de barriles equivalentes de reservas IP tras un cambio regulatorio en la metodología de pago de regalías en ciertos campos, pasando de pagos en especie a pagos en efectivo. Cabe destacar que el informe no proporcionó un desglose de líquidos frente a gas, una omisión clave dada la creciente preocupación por el suministro de gas des-

pués de que Colombia se convirtiera en importador neto de gas en 2024”.

Al respecto, Juan Carlos Hurtado, vicepresidente ejecutivo de hidrocarburos aseguró que “la gestión de la producción y la ejecución de proyectos produjo más de 53 millones de barriles en campos como Castilla, Chichimene, Rubiales, Caño Sur y Pauto. Además, se agregaron 16 millones de barriles por retenciones y descuentos”.

Por su parte, Camilo Barco, vicepresidente de la compañía, destacó que la optimización de operaciones ayudó a incrementar los

márgenes operacionales y generar nuevas reservas. A su juicio, estas medidas tuvieron un impacto positivo en activos estratégicos como Castilla, Rubiales y Apiay, con reducciones en costos de energía, intervenciones a pozo, contratos y costos operativos.

Contrario a las cifras de la petrolera, análisis de Citi y BTG Pactual señalan que las adiciones de reservas habrían sido de 204 millones de barriles, una caída de 23 % frente a 2024, con una vida media de 7,4 años, 1.844 millones de barriles totales y una tasa de reposición orgánica de 80 %.