

Las ocho cuencas que tienen el potencial para hacer 'fracking'

Mientras la estimación más alta de gas aparece en Sinú-San Jacinto, en el Valle Medio del Magdalena favorecen las condiciones logísticas.

Paula Galeano Balaguera

EL ANUNCIO DEL NUEVO

Gobierno de Abelardo De La Espriella de que autorizará el *fracking* vuelve a poner sobre la mesa una pregunta concreta para la industria de hidrocarburos: ¿dónde están los recursos no convencionales que podrían entrar nuevamente en la agenda exploratoria de Colombia?

El mapa elaborado por Welligence Energy Analytics, y citado por Sergio Cabrales, experto en energía, muestra ocho cuencas con potencial de gas natural y líquidos, aunque con tamaños y características diferentes.

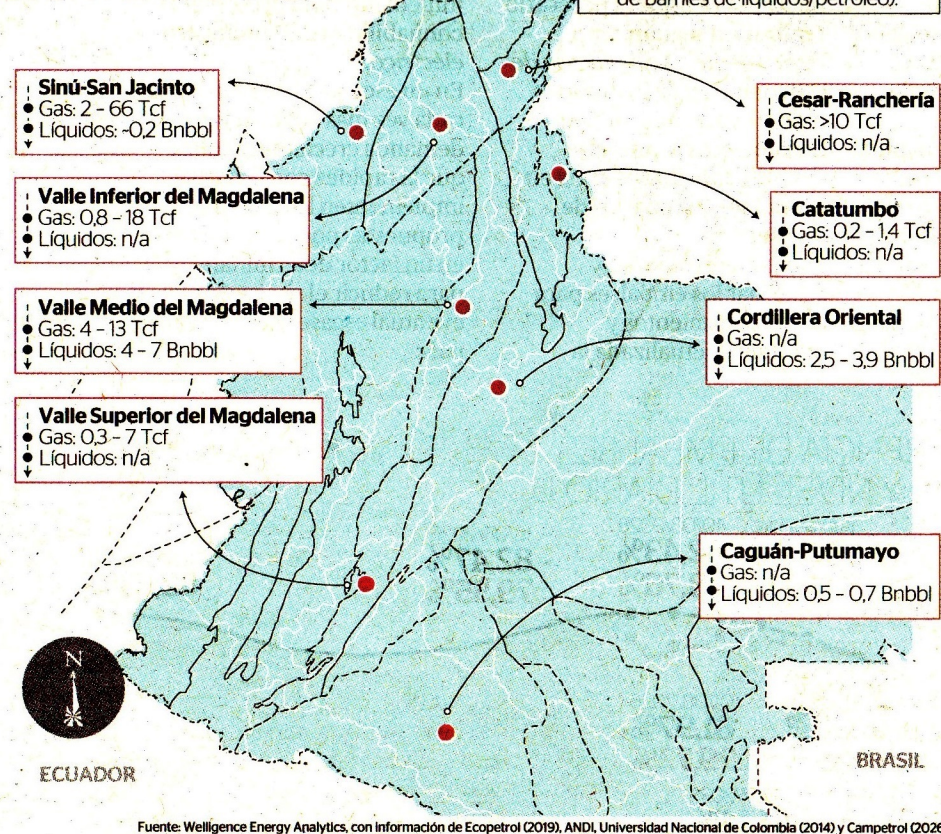
La estimación más alta de gas aparece en Sinú-San Jacinto, donde el rango va de cerca de 2 a 66 Tcf (medida de billón de pies cúbicos).

En el Valle Inferior del Magdalena, uno de los lugares más nombrados para la exploración de hidrocarburos, se calcula entre 0,8 y 18 Tcf, mientras que en el Valle Medio del Magdalena el potencial está entre 4 y 13 Tcf de gas, acompañado por entre 4 y 7 miles de millones de barriles de líquidos.

Esos números describen recursos potenciales y no reservas probadas. La diferencia es importante: una estimación de recursos indica la existencia y magnitud posible de hidrocarburos en el subsuelo, pero no significa que todo ese volumen pueda recuperarse, producirse comercialmente o incorporarse de inmediato a las cifras de reservas del país.

El material de Welligence, elaborado con información de Ecopetrol, la ANDI, la Universidad Nacional de

¿DÓNDE ESTÁ EL GAS Y PETRÓLEO NO CONVENCIONAL?



El potencial identificado en el mapa de las cuencas petroleras también muestra por qué el debate no se limita al *fracking* como técnica”.

Colombia y Campetrol, ubica además potencial en Cesar-Ranchería, Catatumbo, Valle Superior del Magdalena, Cordillera Oriental y Caguán-Putumayo.

OCHO CUENCAS Y PERFILES DISTINTOS

En Cesar-Ranchería, el mapa estima más de 10 Tcf de gas. Catatumbo aparece con un rango de aproximadamente 0,2 a 1,4 Tcf. En el Valle Superior del Magdalena, la estimación se mueve entre 0,3 y 7 Tcf. La Cordillera Oriental tiene un perfil diferente: el informe no reporta una cifra de gas, pero calcula entre 2,5 y 3,9 miles de millones de barriles de líquidos. Caguán-Putumayo también aparece asociado a

líquidos, con un rango de 0,5 a 0,7 miles de millones de barriles.

Las cifras además deben leerse junto con el conocimiento geológico acumulado durante años. La Agencia Nacional de Hidrocarburos ha identificado evidencias de hidrocarburos y rocas generadoras en el área de Sinú-San Jacinto y el Valle Inferior del Magdalena, y en años recientes ha contratado trabajos para integrar la información geológica y analizar corredores de prospectividad de gas en esas cuencas.

En Sinú-San Jacinto, la ANH registra más de un centenar de rezumaderos de gas y aceite y señala la presencia de formaciones con

características de roca generadora. Para el Valle Inferior del Magdalena también identifica sistemas petrolíferos y oportunidades de exploración.

Estos antecedentes ayudan a explicar por qué esas zonas aparecen entre las de mayor potencial en el mapa.

EL MAGDALENA MEDIO CONCENTRA VENTAJAS

El Valle Medio del Magdalena tiene un elemento adicional frente a otras áreas: la infraestructura que ya existe alrededor de la actividad petrolera. Allí confluyen el corredor férreo Santa Marta-La Dorada, el puerto fluvial de Barrancabermeja, el gasoducto Ballena-Barrancabermeja y oleoductos que conducen hacia Coveñas.

Para un proyecto no convencional, esa red puede ser relevante porque una parte de los costos está asociada no solo con la perforación, sino también con el movimiento de equipos, materiales e hidrocarburos y con la evacuación de la producción.

La cercanía a sistemas de transporte existentes modifica las necesidades de infraestructura de un proyecto frente a una zona que no cuenta con esas conexiones. En esta región también se encuentra Puerto Wilches, Santander, donde Colombia puso en marcha el intento de desarrollar dos Proyectos Piloto de Investigación Integral sobre yacimientos no convencionales.

Kalé fue asignado a Ecopetrol y Platero a ExxonMobil. Ambos quedaron sometidos a procesos ambientales y a discusiones sobre participación de las comunidades. En 2023, la Corte Constitucional ordenó suspender la implementación

de los pilotos, incluidos los contratos Kalé y Platero, hasta que se superaran las condiciones relacionadas con el derecho a la participación y se establecieran mecanismos mediante ley.

El expediente revisado por la Corte registraba que Kalé contaba con licencia ambiental, pero no había iniciado actividades. En el caso de Platero, el trámite de licencia ambiental seguía en curso. Posteriormente, ExxonMobil renunció al contrato Platero y dejó su posición en Kalé, según la información incorporada al expediente judicial.

Por eso, los dos pilotos no pueden presentarse hoy como proyectos listos para comenzar a producir.

EXPERIENCIA EXTERNA DE LAS EMPRESAS

El eventual regreso de los no convencionales también encuentra a compañías con experiencia adquirida fuera de Colombia. Ecopetrol ha desarrollado conocimiento en shale a través de su experiencia en la cuenca del Permian, en Estados Unidos, mientras que GeoPark ha acumulado experiencia operativa en Vaca Muerta, en Argentina.

Ese conocimiento incluye actividades propias de la exploración y producción de yacimientos no convencionales, desde la caracterización de las formaciones hasta la perforación horizontal y las operaciones de completamiento.

Según Jaime Checa, el potencial identificado en el mapa también muestra por qué el debate no se limita al *fracking* como técnica. Antes de llegar a una eventual producción hay que establecer qué recursos existen en cada formación, cuánto puede recuperarse, qué infraestructura se necesita y bajo qué condiciones se desarrollaría cada operación. ▽

Tasas vigentes

Desde el 01 al 31 de Agosto 2026

itaú

Tasas de interés tarjetas de crédito corporativas y empresariales

Concepto	Mes vencido M.V.	Efectivo anual E.A.
Compras	2,1862%	29,6300%
Avances	2,1868%	29,6400%
Pago de impuestos	2,1862%	29,6300%
Tasa de mora	2,1881%	29,6600%

Fuente: Gerencia Nacional de Producto