

Planes piloto de fracking podrían empezar en 2022

15 diciembre, 2021 [Económicas](#), [Planeta Tierra](#)



— Fracking

BOGOTÁ, 15 diciembre, 2021_ RAM_ El Grupo **Ecopetrol** anunció que tiene todo listo para el plan piloto de fracking en Colombia en dos sitios: Platero y Kalé, ubicados en el valle medio del Magdalena. El presidente de esta empresa, Felipe Bayón, afirmó que si bien se tiene estimado que las extracciones empiecen en el 2023, se podrían adelantar para 2022 si todo sale bien.

En Kalé, **Ecopetrol** ya presentó los estudios de impacto ambiental, que contienen más de 7.000 folios, en los que se están tomando en cuenta más de 200 variables de tipo socioambiental, lo que –para esta empresa- constituye uno de los estudios más rigurosos que se han hecho en Colombia en la materia. Además, ya hay un acercamiento con las comunidades vecinas a las extracciones, para que sepan de primera mano qué es lo que se va hacer.

Para **Ecopetrol**, en las exploraciones con fracking hay un potencial muy importante, económicamente hablando, en cuanto al manejo de “piedra madre” en la obtención de crudo para el país. “Tenemos que pensar en los próximos 10, 20 y 30 años, vamos a seguir utilizando hidrocarburos, vamos a avanzar en fuentes de energía, pero es importante que el país no pierda autosuficiencia, por eso es importante, porque el fracking nos da una opción adicional”, afirmó Bayón.

El presidente de la empresa afirmó que **Ecopetrol** pretende para el 2050 generar cero emisiones de CO2, que se expresa en una reducción de 13,5 millones de toneladas de este componente, con lo cual quieren demostrar que están comprometidos con la ecología y el país. Eso sin contar las otras iniciativas que tiene la empresa con energías renovables y limpias.

De otro lado, en noviembre pasado, **Ecopetrol** radicó el estudio de impacto ambiental con el que busca realizar el primer piloto de fracking en Colombia, el cual se haría en Puerto Wilches (Santander).

La petrolera presentó los resultados de este documento ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

El estudio, que se realizó en un área de 8.400 hectáreas y comprende ocho unidades territoriales, permitió conocer en detalle las condiciones de línea base ambientales, sociales y económicas de la región.

Pero también sirve para identificar los potenciales impactos ambientales derivados de la ejecución del proyecto, denominado Kalé. Además, se entregaron detalles sobre cómo prevenir, corregir y compensar los posibles coletazos en los ecosistemas, la biodiversidad, los recursos hídricos, el suelo y el aire, entre otros.

Los resultados aportan información en diversas áreas, como calidad de aire, paisajes sonoros, isotopía de aguas superficiales y subterráneas, fuentes naturales de radiación, por mencionar algunas.

Así mismo, según **Ecopetrol**, el documento fija el plan de contingencia que identifica riesgos potenciales y las medidas que se tomarían ante eventualidades.

En este proceso se desarrollaron más de 70 espacios de socialización con grupos de interés y más de 60 jornadas de información con comunidades.

“Los resultados constituyen un valioso aporte para establecer una línea base ambiental del área donde se ejecutará el proyecto y así mismo establecer las medidas de manejo ambiental para proteger los ecosistemas”, explicó Gabriel Combariza, vicepresidente de Yacimientos No Convencionales de **Ecopetrol**.

Y añadió que esta información, que es pública, brinda elementos para el desarrollo de otros sectores productivos de la región.

Con la radicación de este informe ante la ANLA, la empresa avanza en el proceso de obtención de la licencia ambiental, que es indispensable para el inicio de las actividades del proyecto piloto de fracking.

En el plan de inversiones para el 2022, la petrolera espera utilizar recursos entre US\$4.800 millones y US\$5.800 millones.

En materia de Yacimientos No Convencionales, se prevén inversiones superiores a US\$700 millones para continuar con el crecimiento de las actividades de producción en la cuenca Permian en Texas, Estados Unidos, y se ejecutarán inversiones por US\$20 millones en los Proyectos Piloto de Investigación Integral Kalé y Platero.

Según la Junta Directiva, el plan para el negocio de **petróleo** y gas busca el crecimiento rentable de la producción en el marco de la estrategia de transición energética. Lo anterior, manteniendo el foco en la ejecución de los planes de desarrollo de los activos estratégicos, junto con inversiones asociadas a confiabilidad, integridad y continuidad de la operación.

El plan tiene un foco claro en soportar la estrategia de transición energética y de sostenibilidad, incluyendo la incorporación de fuentes de energía renovable que se ubica entre 400 MW y 450 MW a 2024, fortaleciendo los programas de inversión socioambiental, la profundización de la transformación digital, así como la aceleración del desarrollo y la implementación de tecnologías para optimizar la operación en toda la cadena.

Asimismo, se invertirán cerca de US\$50 millones en la agenda de descarbonización en 2022, donde se destacan nuevos proyectos competitivos de energía renovable y aprovechamiento de gas que hacen parte de la hoja de ruta para avanzar hacia el cumplimiento de la meta de reducir el 25% de las emisiones de CO2 equivalente generadas en las operaciones a 2030, y de ser una compañía de cero emisiones netas al 2050 para los alcances 1 y 2.

Los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) buscan recolectar información social, ambiental y técnica en pozos modelo para contribuir a la definición de la política pública en torno al fracking. «Los PPII de yacimientos no convencionales son ejercicios que nos permitirán identificar que esa técnica no tenga afectaciones para el medio ambiente», sostuvo el ministro de **Minas** y Energía, Diego Mesa.

Según un análisis de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la nación cuenta con potencial de hidrocarburos de YNC de formaciones geológicas en las cuencas: Caguán-Putumayo; Cesar-Ranchería; Llanos Orientales; Valle Inferior del Magdalena; Valle Medio del Magdalena; Valle Superior del Magdalena; Amagá; y Vaupés-Amazonia.

Sin embargo, solo en dos existen análisis y estudios sobre su potencial: Valle Medio de Magdalena y Cesar-Ranchería. Estas dos cuencas son las que ofrecen las mejores condiciones para llevar a cabo el desarrollo de proyectos con la técnica del fracking.

Cálculos tanto del Ministerio de **Minas** y Energía (MME), como de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, estiman que, si con la formación geológica de La Luna el país tendría acceso a entre dos mil millones y siete mil millones de barriles de **petróleo**, la sumatoria en total de las ocho cuencas le podrían representar como mínimo 25 mil millones de barriles como remanentes.

En diversos escenarios, Francisco José Lloreda, presidente de la Asociación Colombiana de **Petróleo** y Gas (ACP), ha insistido en la necesidad de profundizar no solo en el Magdalena Medio, sino en otras zonas del país que tendrían potencial en YNC, ya que así se garantizarían grandes volúmenes de reservas para la autosuficiencia en hidrocarburos que necesita el país.

El presidente de la ANH, Armando Zamora, ha señalado en varios foros que el potencial de los YNC en el país puede ser de hasta 25 mil millones de barriles de **petróleo**, lo que permitiría multiplicar por 12 las reservas actuales, y de cerca de 200 TCFs de gas.

También que, en ‘shale oil’, la prospectividad sería de ocho mil millones de barriles, lo que multiplicaría por cuatro los cerca de dos mil millones de barriles que el país tiene como reservas en la actualidad. En gas, en cambio, el potencial es de 165 TCFs (miles de millones de pies cúbicos). Y en potencial de gas metano asociado al carbón es entre 30 y 60 TCFs adicionales, mientras que en arenas bituminosas podría estar entre 16 mil y 23 mil millones de barriles.