

'Fracking': es hora del debate

Tras años de producción tradicional, ahora se buscan yacimientos no convencionales.

En medio del bajón de los últimos años en las inversiones en exploración, de la producción, de unas reservas de crudo que hoy están en 1.782 millones de barriles y de la poca oferta de contratos de gas para el sector industrial, el país está en un debate político sobre el aprovechamiento de los hidrocarburos no convencionales, a través de la técnica de fracturamiento hidráulico de la roca que genera los hidrocarburos, 'fracking', actividad que le permitió a EE. UU. ser el primer productor mundial de petróleo.

En el país, las proyecciones de la industria petrolera muestran que solo con este tipo de recursos se podrían incorporar entre 2.400 millones y 7.400 millones de barriles adicionales de crudo a las reservas y, al mismo tiempo, despejar el panorama para el abastecimiento de gas natural, pero además volverían a crecer los ingresos de la renta petrolera, que llegan a través de los impuestos de renta, los dividendos de Ecopetrol y las regalías para las regiones, cuya reducción de los últimos años llevó a ajustar los impuestos y recortar gastos.

En efecto, cuando el Gobierno tiene un faltante de \$25 billones en el presupuesto del 2017, según las cifras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entre el 2007 y

el 2016 la renta petrolera fue de \$198 billones, equivalentes en promedio a un 22 % de los ingresos corrientes del Gobierno Central, pero cuyo aporte fue bajando al punto que el año pasado fue de solo 0,1 % del PIB, según el Ministerio de Hacienda.

El presidente saliente de la ANH, Orlando Velandía, al referirse a los aportes de la industria petrolera aclaró que "uno de cada cuatro pesos de los ingresos tributarios los aporta este sector y 4 de cada 10 que invertimos en el desarrollo social regional se derivan de las regalías petroleras".

Precisamente, entre el 2009 y agosto del 2018, se-

guó el funcionario, las regalías por la explotación de hidrocarburos bordean los \$60 billones. Y a esto se suma la inversión social de las empresas, que entre el 2009 y el 2011 fue de \$76.397 millones, pero que luego de los ajustes hechos al contrato petrolero, fijando un porcentaje mínimo obligatorio, sumaron \$814.623 millones entre el 2012 y

el 2017.

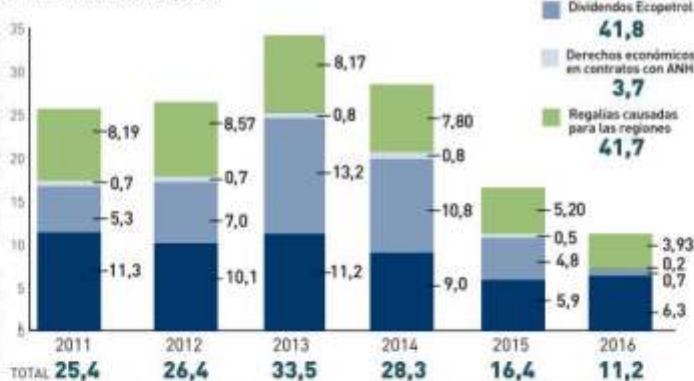
El potencial por desarrollar
Analistas de la industria petrolera colombiana indican que para extenderla autosuficiencia y espantar el fantasma de las importaciones se necesitan incorporar como mínimo 1.300 millones de barriles de petróleo a las reservas existentes, tarea en la que se puede avanzar con el desarrollo de proyectos como el recobro mejorado en campos en operación, el inicio de nuevas áreas en tierra y en proyectos en el mar. Pero es en los yacimientos no convencionales (YNC), a través del 'fracking', donde están depositadas las esperanzas no solo para tri-

1.000

millones de dólares al año es el valor adicional para los municipios con el 'fracking'.

Aporte del sector petrolero a las finanzas nacionales y regionales

Cifras en billones de pesos



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo con cifras públicas de la Dian, la ANH y Ministerio de Hacienda



Compañías del sector están listas para dar un debate informado.

plicar sino hasta cuadruplicar los recursos, manteniendo un ingreso constante para las finanzas públicas.

Para Francisco José Lloreda, presidente de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), no está garantizado que se continúe produciendo, como mínimo, 860.000 barriles durante los próximos 10 años por el declive natural de muchos de los campos.

Las proyecciones del gremio estiman que si se cumplen las expectativas de las empresas que están validando la presencia de crudo en los YNC para su posterior desarrollo, la primera producción se daría en el 2024, con unos 43.200 barriles día, volumen que tendría un crecimiento sostenido hasta llegar a los 123.000 barriles diarios en el año 2028.

Y es que las firmas interesadas en la actividad estiman no solo dicho potencial entre 2.400 millones y 7.400 millones de barriles recuperables de petróleo en la zona del Magdalena Medio, sin contar el gas en la cuenca Cesar-Ranchería, que además de dar más años de autoabastecimiento, desencadenarían una serie de beneficios económicos para las

regiones productoras y para las cuentas nacionales y regionales.

Ecopetrol calcula que el desarrollo de los YNC los municipios terminarían recibiendo US\$1.000 millones en regalías petroleras adicionales cada año.

Además, Héctor Manosalva, vicepresidente de Desarrollo y Producción de Ecopetrol, explica que en la región del Magdalena Medio, donde se concentraría la operación de los YNC, y que es estratégica por estar cerca la refinería de Barrancabermeja, se generarían 124.000 empleos, entre directos e indirectos.

Asimismo, los encadenamientos asociados a la provisión de bienes y servicios para el sector petrolero tendrían un incremento representativo, toda vez que el desarrollo de los YNC generaría \$8.500 millones en inversión anual.

Así, el país tendrá más recursos en sus arcas para garantizar un marco fiscal robusto que permita un desarrollo económico y social sin sobresaltos.

Otro beneficio derivado de los YNC estaría en el aumento de las exportaciones, que se calcula en 15.000 millones de dólares.

Tarifas, señal de la necesidad de explorar y producir

Hablar del 'fracking' en Colombia también significa, según los expertos de la industria de hidrocarburos, tranquilidad en materia energética de largo plazo para las más de 9 millones de familias que hoy tienen gas en sus hogares, y las industrias que han encontrado en es-

ta energética una salida el suministro de sus máquinas de producción.

Sin embargo, aunque las importaciones de gas licuado (GNL) tienen el objetivo de abastecer la demanda de gas de las centrales térmicas de la Costa Atlántica, sobre todo en períodos de sequía, di-

chas plantas no se abastecen todo el tiempo de ese combustible, lo que ha generado presión en los precios del gas local.

Según el Informe del Sector del Gas Natural del 2017, entregado por Promigás, hay preocupación porque el precio en boca de pozo ha tenido un crecimiento anual del 20 % desde su liberación en el 2013, afectando la competitividad de la industria y la demanda futura.

Hoy, la situación la sienten los industriales, especialmente los que están

en la región Caribe, quienes en un contrato en firme tienen que pagar entre 6 y 7 dólares por millón de BTU (unidad británica de medición calórica) y hasta 9 dólares para contratos interrumpibles, cuando hace apenas unos años el valor era cercano a los 4 dólares.

En este último caso, los afectados no solo son las empresas sino los usuarios de gas vehicular.

Presiones al alza
Los gremios del sector advierten que este año, cuando se están nego-

ciando las tarifas de gas a cinco años, en la que los distribuidores aseguran su abastecimiento, se verán dichas presiones al alza.

Y los gremios agregan que el próximo año, cuando las agencias mundiales han pronosticado una probabilidad del 85 por ciento de que ocurra un nuevo fenómeno del Niño, los consumidores verán reflejado esto en alzas en el precio de sus facturas de energía eléctrica, ya que es en esos momentos cuando se acti-

va el parque térmico para producir electricidad, que utilizará en su mayoría un gas más caro (importado y local).

El documento de Promigás muestra que Colombia tiene recursos estimados entre 20 y 40 terapias cúbicas de gas no convencional (las reservas actuales suman 2,89 terapias cúbicas al corte del 2017), lo que equivale a un rango entre 20 y 30 años de reservas de gas, situación que cambiaría radicalmente el panorama energético del país.

¿Qué es el fracking?

El fracking es la combinación de 2 tecnologías usadas habitualmente en la industria petrolera en yacimientos convencionales, la perforación horizontal y la estimulación hidráulica

LA PERFORACIÓN HORIZONTAL

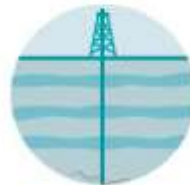
Este tipo de perforaciones se logra con herramientas especiales que permiten redireccionar la tubería o pozo hacia donde se requiere.



En el país se viene usando esta tecnología desde hace varias décadas.

LA ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA

Mejora la permeabilidad de manera artificial, lo cual genera pequeñas fisuras en la roca para permitir el paso de hidrocarburos.

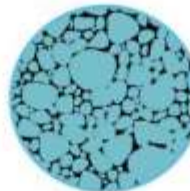


Esta técnica es usada por la industria hace más de 40 años en Colombia para mejorar la producción de los yacimientos.

TIPOS DE YACIMIENTO



Convencional
La roca en la cual se encuentra el hidrocarburo es altamente porosa, lo que facilita el flujo de hidrocarburos.



No convencional de tipo 'shale'
Los hidrocarburos se encuentran atrapados en la que se llama 'roca generadora', que es de baja permeabilidad, ya que sus poros no están conectados entre sí y no les permiten fluir.

VARIOS POZOS

Desde una plataforma se pueden perforar otros pozos para optimizar la explotación del yacimiento y minimizar el impacto sobre la superficie.



Los pozos son independientes y en forma de L.

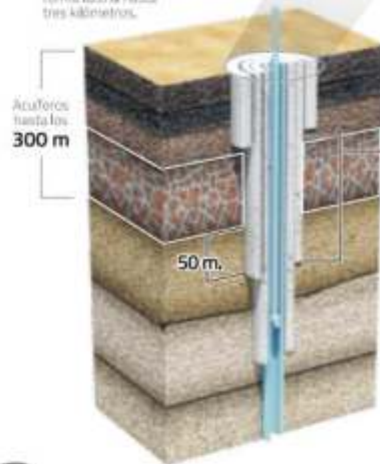
ASÍ SE HACE EL 'FRACKING'

1 PERFORACIÓN

En la construcción del pozo se realizan dos tipos de perforaciones:

A Se inicia con una perforación vertical, similar a la de los yacimientos convencionales, que se desarrolla en profundidades entre 1 y 5 kilómetros de profundidad.

B Se direcciona el pozo en sentido horizontal para avanzar de forma lateral hasta tres kilómetros.



Barreras de protección del pozo 50 cm

Capas de cemento de alta resistencia

Conductor

Superficial (primera barrera)

Intermedia (pueden ser varios)

Productor

Tubos metálicos de aleaciones especiales

Protección de acuíferos

Varias capas de cemento y tubos metálicos (insuamados) se colocan como aislante para la protección de acuíferos aprovechables.



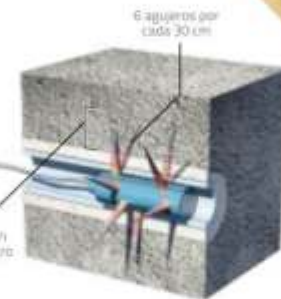
La regulación colombiana exige que las barreras sean instaladas hasta por lo menos 50 metros debajo de la base del acuífero.

2 ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA



Sobre la sección horizontal del pozo se introduce un fluido especial para consumir el pozo con el yacimiento.

Penetración hasta 1 metro

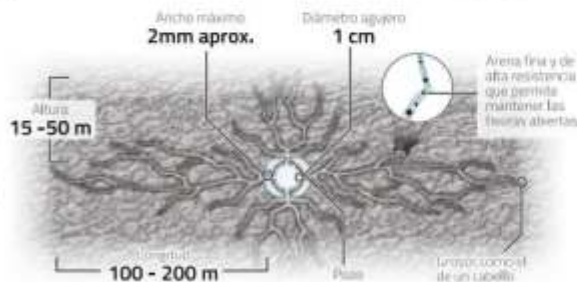


6 agujeros por cada 30 cm

Con este equipo se hacen unos agujeros que generan pequeños agujeros que atraviesan el revestimiento de cemento y la formación.

FISURAS

Las fisuras generadas por la estimulación hidráulica permiten el paso del hidrocarburo.



Ancho máximo 2mm aprox.

Diámetro agujero 1 cm

Altura 15 - 50 m

Longitud 100 - 200 m

Arena fina y de alta resistencia que permite mantener las fisuras abiertas.

Pozos

Grupos como el de un caballo

25 - 50 m

Diámetro 1 cm

Distancia mayor a 200 m. a pozos de agua

Plataforma



A Perforación vertical

B Perforación horizontal

1 a 5 km

1 a 3 km

3 ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA MULTITETAPA

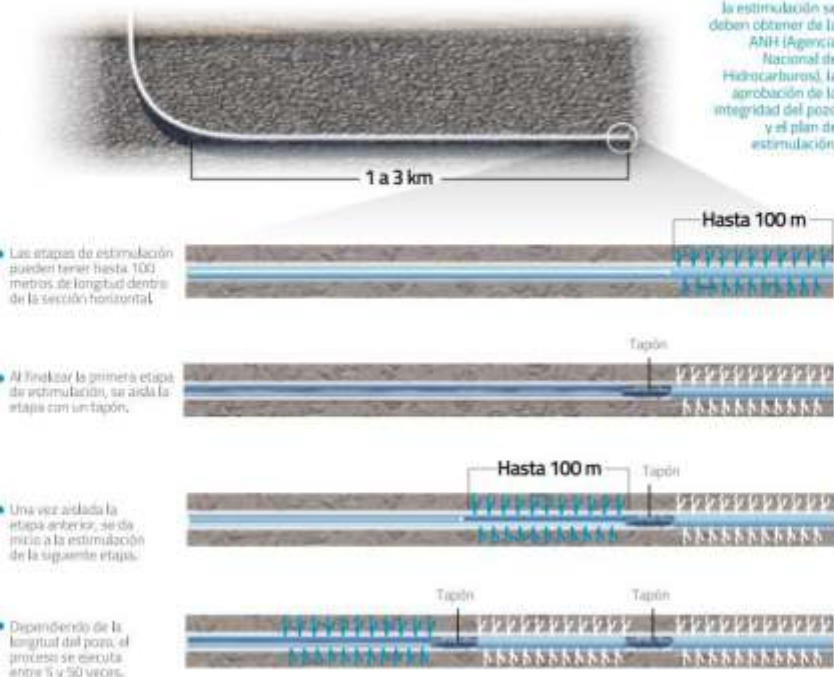
La estimulación hidráulica se realiza por fases o etapas a lo largo de la sección horizontal del pozo.



Antes de empezar la estimulación se deben obtener de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), la aprobación de la integridad del pozo y el plan de estimulación.



Referencia a la regulación en Colombia.



- Las etapas de estimulación pueden tener hasta 100 metros de longitud dentro de la sección horizontal.
- Al finalizar la primera etapa de estimulación, se aísla la etapa con un tapón.
- Una vez aislada la etapa anterior, se da inicio a la estimulación de la siguiente etapa.
- Dependiendo de la longitud del pozo, el proceso se repite entre 5 y 50 veces.

AL FINALIZAR LA EXPLOTACIÓN DEL POZO

Existen protocolos para su sellado y abandono que especifican el uso de tapones y cemento a presión.



Al finalizar se restaura la zona a condiciones similares a las originales.



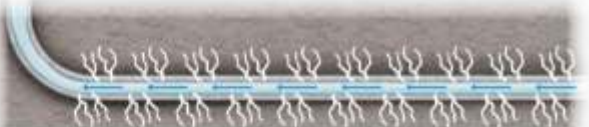
PRODUCCIÓN

Al terminar la estimulación hidráulica multitapa se remueven los tapones para que fluya el fluido de retorno y posteriormente los hidrocarburos.

Del fluido de fractura inyectado



Los tapones se remueven para permitir el paso de los fluidos en el pozo.



El fluido de retorno es:

- Tratado y reutilizado para otros trabajos de estimulación hidráulica.
- Tratado y dispuesto para otros usos industriales.
- Inyectado en otros pozos profundos a kilómetros de la superficie.



El fluido extraído es almacenado y aislado del medio ambiente.



En procesos industriales es separado el fluido de fractura del hidrocarburo.



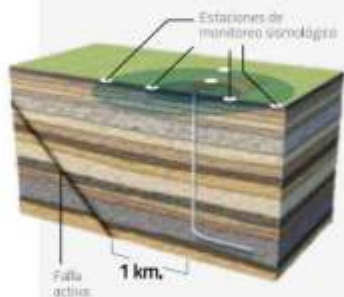
El hidrocarburo (gas y petróleo) es procesado para su comercialización.



La norma de abandono de pozos regula esta actividad.



La regulación colombiana exige la instalación de una red local de monitoreo sísmológico que está vigilada por el Servicio Geológico Colombiano.



No se permite hacer trabajos de estimulación hidráulica a menos de 1 km de una falla activa.

Estimulación hidráulica
Se inyecta agua a alta presión que fractura la roca, generando microfisuras. Al agua se le adiciona arena muy fina de alta resistencia y aditivos (fluido de fractura).



*Las proporciones del fluido varían según la empresa.

Las preocupaciones y las respuestas

El 'fracking' es objeto de debates e inquietudes. Algunas de las preguntas y respuestas que explican los expertos.

1. GRANDES VOLÚMENES DE AGUA

Durante la vida útil de un pozo, que puede ser más de 20 años, el agua requerida es en promedio de 20.000 metros cúbicos, lo que equivale a ocho piscinas olímpicas. El agua se utiliza una única vez en un mismo pozo, por lo cual el volumen equivaldría a menos de una piscina por

año. De acuerdo con cifras del Ideam, el sector de hidrocarburos utiliza un 1,6 por ciento del total del consumo de agua de todos los sectores económicos del país. En un escenario de desarrollo del 'fracking' este porcentaje aumentaría un 0,1 por ciento.

2. CONTAMINACIÓN DE ACUÍFEROS

La construcción de los pozos se hace bajo los más altos estándares internacionales. Así, los pozos quedan hasta con seis barreras (tubería y cemento) que aíslan los acuíferos aprovechables para prevenir su contacto con los fluidos inyectados o producidos por el yacimiento.

La estimulación hidráulica se realiza en promedio a más de 3 kilómetros por debajo de los acuíferos aprovechables para consumo humano, lo que equivale a 70 edificios de 20 pisos, uno encima del otro. Este espesor de roca actúa como aislante e impide la contaminación de los acuíferos.

4. CONTAMINACIÓN DEL AIRE POR FUGAS

Para evitar y mitigar las emisiones, la industria, como medida obligatoria, usa tanques cerrados para el almacenamiento de insumos y de los fluidos de estimulación y de retorno. Adicionalmente, se hace un monitoreo permanente de la calidad del aire en el área de influencia.

No está permitido realizar venteos de gases a la atmósfera y en el caso de requerir quemas se debe garantizar la combustión completa para evitar la emisión de metano. Este gas es uno de los recursos que se busca extraer y aprovechar de manera controlada y evitar la contaminación.

5. SISMICIDAD INDUCIDA

La energía liberada en el fracturamiento hidráulico no es suficiente para crear sismicidad, solo microsismos imperceptibles al ser humano. El reglamento técnico de yacimientos no convencionales establece que la estimulación hidráulica multietapa debe conservar una distancia mínima de 1 kilómetro de las fallas geológicas activas. En Colombia previene con el estudio de exploración que se realiza del área previamente para conocer la ubicación, el tamaño, y la actividad de estas fallas. Está regulada la inyección de agua y la distancia de estos pozos a fallas activas, con el fin de prevenir la sismicidad desencadenada.



ARCHIVO REUTERS

Las fisuras que se generan en el 'fracking' son solo de milímetros de espesor y no se cierran debido a los granos de arena inyectada.

6. 'FRACKING' EN COLOMBIA

A la fecha no se ha realizado 'fracking', conocido como las actividades de estimulación hidráulica multietapa en pozos horizontales en yacimientos no convencionales (YNC). Durante los últimos 40 años se han realizado trabajos de estimulación hidráulica en pozos verticales en los departamentos de Meta, Putumayo, Huila, Santander, La Guajira y Cesar sin verse comprometidos los acuíferos, disponibilidad de agua o la salud pública. En el país, desde hace décadas, se han perforado pozos horizontales. Lo que no se ha hecho es la combinación de las dos tecnologías (estimulación hidráulica multietapa y perforación horizontal) al mismo tiempo.

Normas para una operación segura

El marco regulatorio para que en el país se pueda iniciar el 'fracking', no está en pañales como algunos creen. Desde hace 10 años, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), trabajan en la regulación. Se está haciendo una

regulación tan estricta, que un analista dijo que va a terminar por impedir que se desarrollen yacimientos no convencionales (donde se haría el 'fracking'), dijo el presidente de la ANH, Orlando Velandía.

El punto de partida fue el documento Conpes 3517 del 2008 que fijó como política pública consolidar el marco norma-

tivo para exploración y producción de gas metano en depósitos de carbón y la reglamentación para esta contratación. Luego, el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 priorizó los yacimientos no convencionales (YNC) como estrategia para garantizar el futuro abastecimiento energético del país.

Para preparar el marco regulatorio al 'fracking', el exviceministro de Energía, Orlando Cabrales Segovia, lideró el programa de gestión del conocimiento. Para ello,



JAIMS MORENO / ARCHIVO ADN

Los sectores más regulados en el país son los de petróleo y gas

tuvo en cuenta las experiencias sobre el tema en otros países, incluyó consultas con 24 expertos internacionales de alto nivel, talleres y visitas a sitios como EE.UU y Ca-

nadá.

Tras el análisis se expedieron las dos reglamentaciones clave para que la operación con 'fracking' en el país sea segura, controlada y mitigue

los riesgos que pueda tener. Por la resolución 90341 del 27 de marzo del 2014, Minminas dispuso los requerimientos técnicos y procedimientos que se deben cumplir para operación en YNC. La otra resolución fue la 0421 del 20 de marzo del 2014, que fijó los términos para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para la exploración de hidrocarburos en YNC y que las autoridades exigen para otorgar la licencia ambiental.