

Bogotá D.C. 20 de julio de 2020

Honorable Presidente

MESA DIRECTIVA

Cámara de Representantes del Congreso de la República

Ciudad

Asunto: Proyecto de Ley No. ___ De 2020 *“Por medio de la cual se prohíbe en el territorio nacional la utilización de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH (Fracking), para la exploración y explotación de recursos naturales no renovables de hidrocarburos en roca generadora de yacimientos no convencionales y se dictan otras disposiciones”.*

Respetado presidente,

En nuestra condición de Congresistas de la Cámara de Representantes de la República de Colombia, radicamos el presente Proyecto de Ley que prohíbe el fracking en todo el territorio nacional.

De tal forma, presentamos a consideración del Congreso de la República este proyecto *“Por medio de la cual se prohíbe en el territorio nacional la utilización de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH (Fracking), para la exploración y explotación de recursos naturales no renovables de hidrocarburos en roca generadora de yacimientos no convencionales y se dictan otras disposiciones”* con el fin de iniciar el trámite correspondiente y cumplir con las exigencias dictadas por la Constitución y la ley.

Cordialmente,

**KATHERINE MIRANDA PEÑA
REPRESENTANTE A LA CÁMARA
PARTIDO ALIANZA VERDE**

**CÉSAR PACHÓN ACHURY
REPRESENTANTE A LA CÁMARA
PARTIDO MAIS**

**CÉSAR AUGUSTO ORTÍZ ZORRO
REPRESENTANTE A LA CÁMARA
PARTIDO ALIANZA VERDE**

PROYECTO DE LEY NÚMERO ____ DE 2020

“Por medio de la cual se prohíbe en el territorio nacional la utilización de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH (Fracking), para la exploración y explotación de recursos naturales no renovables de hidrocarburos en roca generadora de yacimientos no convencionales y se dictan otras disposiciones”

El Congreso de Colombia

DECRETA:

ARTÍCULO 1°. PROHIBICIÓN. En la aplicación del principio de precaución ambiental se prohíbe la utilización de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH (Fracking), para la exploración y explotación de recursos naturales no renovables de hidrocarburos en roca generadora de yacimientos no convencionales en todo el territorio nacional.

ARTÍCULO 2°. DEFINICIÓN. Para los efectos de esta ley se entenderá como Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH la técnica usada en la extracción de gas o petróleo en Yacimientos No Convencionales – YNC, mediante la cual se inyecta en una o varias etapas, un fluido compuesto por agua, propante y aditivos a presiones controladas con el objetivo de generar canales que faciliten el flujo de los fluidos de la formación productora al pozo perforado horizontalmente.

ARTÍCULO 3°. RENDICIÓN DE INFORMES. Dentro de los 6 meses siguientes a la entrada en vigor de la presente ley, los titulares de licencias ambientales para la exploración y explotación de hidrocarburos presentarán a la Agencia Nacional de Licencias Ambientales – ANLA un informe que especifique las técnicas empleadas en el curso de sus actividades extractivas o de investigación, dicho informe será público.

ARTÍCULO 4°. SANCIÓN. Si los titulares de la licencia de la que habla el artículo anterior no presentan el informe dentro del término estipulado en esta ley o si en dicho informe se menciona el uso real o posible de Técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH, para la exploración y

explotación de recursos naturales no renovables de hidrocarburos en roca generadora de yacimientos no convencionales, dicha licencia será revocada.

ARTÍCULO 5º. VIGENCIA Y DEROGATORIAS. La presente ley rige a partir de su promulgación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias, en especial la expresión contenida en la primera parte del inciso segundo del artículo 13 de la ley 1530 del 17 de mayo de 2012, que dice "*el Gobierno Nacional definirá los criterios y procedimientos que permitan desarrollar la exploración y explotación de recursos naturales no renovables técnica, económica y ambientalmente eficiente*".

Cordialmente,

**KATHERINE MIRANDA PEÑA
REPRESENTANTE A LA CÁMARA
PARTIDO ALIANZA VERDE**

**CÉSAR PACHÓN ACHURY
REPRESENTANTE A LA CÁMARA
PARTIDO MAIS**

**CÉSAR AUGUSTO ORTÍZ ZORRO
REPRESENTANTE A LA CÁMARA
PARTIDO ALIANZA VERDE**

PROYECTO DE LEY NÚMERO ___ DE 2020

“Por medio de la cual se prohíbe en el territorio nacional la utilización de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH (Fracking), para la exploración y explotación de recursos naturales no renovables de hidrocarburos en roca generadora de yacimientos no convencionales y se dictan otras disposiciones”

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS:

I. OBJETIVO

El Congreso de la República con fundamento en la libertad de configuración legislativa, y en ejercicio de su competencia expresa para determinar las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables, asignada por el artículo 360 de la Constitución Política, mediante éste proyecto de ley, pretende prohibir en el territorio colombiano la utilización de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH, conocida como Fracking, para la exploración y explotación de recursos naturales no renovables de hidrocarburos en roca generadora de yacimientos no convencionales, inspirado en las garantías básicas superiores a gozar de un ambiente sano, un desarrollo sostenible, el respeto por la vida y salud de los colombianos y prevenir los factores de deterioro ambiental.

La carta política autoriza la explotación de los recursos naturales no renovables de hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo, independientemente que se trate de yacimientos convencionales o no convencionales, conforme al mandato de los artículos 334 y 360 de la Constitución, pero la misma norma superior le asigna la facultad para determinar las condiciones para la explotación de gas y petróleo. En efecto, el legislador podrá autorizar o prohibir la utilización de ciertas técnicas para la exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos, atendiendo las garantías básicas citadas y los principios constitucionales y convencionales de precaución y prevención con ocasión del desarrollo de las actividades extractivas citadas.

De otra parte, la legislación nacional y los acuerdos internacionales ambientales que Colombia suscribió y posteriormente los ratificó el Congreso de la República, establece que la falta de certeza científica, no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces para impedir la degradación del medio ambiente.

Para el caso de la utilización de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH, conocida como Fracking, el legislador ésta en mora para la adopción de esas medidas prohibitivas en atención a éste principio de precaución, como sí lo hizo el honorable Consejo de Estado al suspender provisionalmente los actos administrativos que habilita la utilización de dicha técnica o fracking, para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, por conllevar un daño potencial o riesgo al medio ambiente y a la salud humana.

Así las cosas, en aplicación del principio de precaución, es al Congreso de la República que le compete la decisión de prohibir el modo, forma o técnica, para la exploración y explotación de recursos naturales no renovables de hidrocarburos, responsabilidad que está cumpliendo con la presentación del proyecto de ley, por medio de la cual se prohíbe en el territorio colombiano la utilización de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal – FH-PH (Fracking), para la exploración y explotación de recursos naturales no renovables de hidrocarburos en roca generadora de yacimientos no convencionales, incluyendo las medidas legales y administrativas para los proyectos piloto integrales de investigación de dicha técnica.

II. JUSTIFICACIÓN

La correcta gestión de los recursos naturales y en particular de los recursos energéticos es crucial para el desarrollo económico y sostenible de países desarrollados y en desarrollo como es el caso de Colombia. En la actualidad se usan grandes cantidades de energía para mantener el modelo mundial de desarrollo económico, así como su modelo de producción y consumo asociado, de estas cantidades un recurso fundamental de uso en la son los combustibles fósiles de Yacimientos No Convencionales (YNC) y dentro de ellos los Yacimientos de Roca Generadora (YRG) explotados a través de la técnica del fracturamiento hidráulico. Estos yacimientos en particular se han constituido en el mecanismo de una importante ampliación de la frontera petrolera y del crecimiento económico de algunas economías en desarrollo. Sin embargo, los altos impactos y riesgos ambientales asociados a la explotación de estos yacimientos con la técnica del fracturamiento hidráulico con pozos laterales ponen en duda la conveniencia del uso de la técnica para el acceso a las reservas de este tipo de yacimientos. Debido a esto, y con el fin de mostrar la pertinencia de la prohibición de uso de la técnica fracturamiento hidráulico con pozos laterales, a continuación, se presentan algunas de las características que definen el alto impacto y riesgo de la técnica y las condiciones que presenta la institucionalidad ambiental colombiana para enfrentar dichos riesgos e impactos.

1. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MULTITETAPA EN POZOS HORIZONTALES.

Las actividades operativas en la extracción de crudo en Yacimiento No Convencionales (YNC) fundamentalmente son la perforación del pozo, completamiento del pozo y el Fracturamiento Hidráulico en etapas y por inyección de fluidos desde el pozo perforado.

Los Yacimientos No Convencionales (YNC) por su parte se definen como aquellas formaciones rocosas que contienen hidrocarburos con baja capacidad de desplazamiento por las propiedades petrofísicas de la roca o alta viscosidad del fluido¹. Dentro de esta categoría se encuentran 5 tipos de yacimientos que son los Yacimientos de Roca Generadora conocidos como “Gas Shale” y “Oil Shale” o Gas y petróleo en lutitas, Hidratos de Metano, Areniscas Apretadas, Arenas o Areniscas Bituminosas y de Gas metano asociado a mantos de carbón (CMB). En cuanto a los Yacimiento de Rocas Generadoras (YRG), estos consisten en gas o petróleo que se encuentra en rocas de grano fino conocidas como lutitas. Este tipo de yacimientos tienen la particularidad de que en su sistema petrolífero la roca generadora es la misma roca o formación almacén.

La perforación de pozos en YRG tiene como particularidad la forma y la extensión de los pozos. Debido a que los YRG tienen una menor permeabilidad que dificulta la movilidad de los hidrocarburos en el yacimiento no se puede extraer el recurso con un pozo vertical que drene una zona significativa. Contrario a esto, el pozo debe atravesar horizontalmente una parte del yacimiento para facilitar la extracción del recurso. Para lograr dicho fin se construyen pozos que cuentan con una sección vertical y una extensa sección lateral. Los pozos en YRG son generalmente pozos multilaterales, es decir, pozos con diferentes direcciones y de extensión lateral, pero con una sola cabeza de pozo a partir de la cual se derivan las diferentes perforaciones en las cuales se realiza el fracturamiento hidráulico.

En cuanto al fracturamiento hidráulico multietapa en pozos horizontales deben hacerse algunas precisiones. De acuerdo a la definición dada, el pasado 25 de septiembre de 2019, por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en respuesta a un derecho de petición interpuesto por la Comisión Quinta del Senado de la República, el término FRACKING es un extranjerismo, el cual es técnicamente incorrecto utilizarlo en los contratos o en la normatividad colombiana. Incluso, ha sido mal traducido, llegándolo a equiparar con la técnica de “Fracturamiento Hidráulico (FH)”, generando mucha especulación y expectativas incorrectas. Lo que

¹ Asociación colombiana del Petróleo (ACP). 2020. Yacimientos no convencionales (YNC). Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/yacimientos-no-convencionales-ync>

incorrectamente en Colombia se ha venido llamando “FRACKING”, consiste en la aplicación combinada de dos tecnologías conocidas y desarrolladas hace décadas, en uno de los diversos tipos de Yacimientos No Convencionales. Más exactamente, el “FRACKING” es la *aplicación combinada del Fracturamiento Hidráulico o Estimulación Hidráulica MULTIETAPA, a través de Pozos Horizontales, en Rocas Generadoras de Lutita (Shale) y/o Carbonatadas (Calizas o Lutitas Calcáreas)*.

El Fracturamiento consiste en la inyección de un fluido a alta presión, con el fin de generar en la roca vecina a la cara del pozo, pequeñas fisuras las cuales son mantenidas abiertas mediante el uso de propante, que apuntalan o empaquetan la fractura, para permitir el flujo de los fluidos a través de ella. El Fracturamiento Hidráulico (FH), normalmente se aplica en una o dos etapas, de máximo 300 pies (100 metros), cada etapa; y a través de pozos verticales o direccionales, y en muy contadas ocasiones, a través de pozos horizontales. Estos fracturamientos o estimulaciones hidráulicas, son una operación rutinaria en los campos convencionales, y no se requiere del trámite de una nueva Licencia Ambiental, ni del permiso de la Corporación Autónoma Regional (CAR). La razón es porque no se requieren grandes cantidades de fluido fracturante, ni de grandes volúmenes de material propante o apuntalante para el empaquetamiento de las fracturas inducidas. Igualmente, tanto el fluido fracturante, como el material apuntalante, son sintéticos, a base de polímeros y cerámica, respectivamente. El fluido fracturante sintético ya contiene las propiedades reológicas necesarias para realizar las fracturas inducidas, y para transportar el material propante a las fracturas. Lo anterior indica que la aplicación de esta tecnología en Colombia, aún no ha llevado a producir ni captaciones masivas ni impactos ambientales significativos. Finalmente, y en resumidas cuentas el “Fracking” consiste en la integración de las dos tecnologías anteriormente explicadas (Fracturamiento Hidráulico y Perforación Horizontal), aplicadas en un YRG.

2. RESERVAS DE GAS Y PETRÓLEO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

En la actualidad Colombia cuenta en reservas con 3.8 Tera Pies Cúbicos (TPC) de gas, lo cual significa bajo una producción diaria de 1 millón de Pies Cúbicos por día una autosuficiencia cercana a los 9,8 años. En el caso del crudo, Colombia tiene reservas de 2500 millones de barriles que bajo una producción como la actual significan unas reservas de 6.2 años de suficiencia².

² ANDI. 2019. Expectativas del fracking en Colombia. Tomado de <http://www.andi.com.co/Uploads/Expectativas%20del%20Fracking%20en%20Colombia.%20Octubre%201%202019.pdf>

Las estimaciones realizadas hasta el momento en materia de YNC muestran unas numerosas reservas para las diferentes cuencas prospectivas del país. Cuencas como Sinú San Jacinto y Valle inferior del Magdalena cuentan con estimaciones que pueden alcanzar los 66 TPC y 18 TPC respectivamente. La cuenca con menor prospectividad es Catatumbo ya que presenta un rango de estimación que va desde 0.2 TPC hasta 1.4 TPC³. En total se estima que las reservas en gas para todas las cuencas con prospectividad significativa totalizan unas reservas que pueden ir desde 17.6 TPC hasta 115.9 TPC, lo cual significa en relación a las reservas actuales del país un aumento que puede ir de 4.6 veces a 30,5 veces de estas. En el caso del crudo se estima un alto potencial para el Valle Medio del Magdalena y la cuenca Cordillera Oriental. Las reservas estimadas en crudo para YNC van desde los 7 bnboe (billones de barriles de petróleo equivalente) hasta los 11.8 bnboe, lo cual significa unas reservas que pueden ser entre 2.8 veces a 4.72 veces las reservas actuales de petróleo del país⁴.



Figura 1. Estimado de reservas. Fuente: Tomado de Andi 2019.

3. IMPACTOS Y RIESGOS AMBIENTALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON POZOS HORIZONTALES (FH-PH) EN YACIMIENTOS DE ROCA GENERADORA (YRG).

³ ANDI. 2019. Expectativas del fracking en Colombia. Tomado de <http://www.andi.com.co/Uploads/Expectativas%20del%20Fracking%20en%20Colombia.%20Octubre%201%202019.pdf>;

⁴ Ibidem.

3.1. Impactos de la explotación de YRG sobre el agua.

El **ciclo de vida** del agua usada para el fracturamiento hidráulico en explotación de YRG cuenta con las siguientes etapas: captación del agua, transporte, almacenamiento del agua en planta, preparación de mezcla con química, inyección de agua en pozo y aguas de yacimiento o de producción. Estas dos últimas etapas constituyen las fuentes de las aguas que serán residuales en la operación. De este ciclo de vida relacionado a la explotación de YRG con la técnica del fracturamiento hidráulico se derivan diferentes impactos, riesgos y situaciones problemáticas para el recurso hídrico que se explican a continuación y marcan la inviabilidad de dicho tipo de explotación para el país.

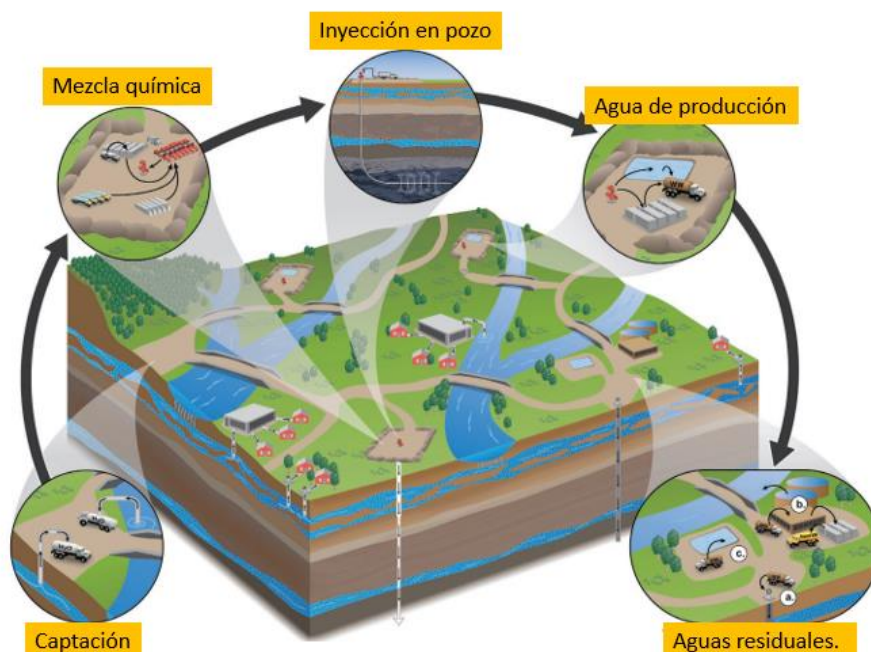


Grafico 1. Ciclo general de uso del agua en explotación de petróleo. Fuente: Modificado de EPA, 2020.

3.2. La explotación de YNC requiere de altas captaciones del recurso hídrico

Debido a los altos volúmenes usados en la explotación de YRG de la etapa de **captación** del agua se derivan altos impactos que generan presiones y competencia por el recurso hídrico en zonas aledañas a los campos de YRG. Las altas captaciones del recurso hídrico pueden causar disminuciones de las corrientes⁵, cambios en los

⁵ Nicot JP, Scanlon BR (2012) Water use for shale-gas production in Texas, U.S. Environ Sci Technol

ecosistemas acuáticos⁶, y conflictos con otros sectores que usan el agua como es el caso de la agricultura⁷.

La cantidad de agua usada para la perforación y fractura en un pozo de YRG es muy variable debido a las particularidades del pozo a perforar, el número de fracturas a realizar y el tipo de geología del yacimiento. Sin embargo, puede decirse que la captación de agua para el hidráulico con pozos horizontales en YNC siempre es mucho mayor a la de los yacimientos convencionales⁸. Para el caso de Canadá, en cuanto a la explotación de yacimientos de Shale Gas, el Servicio Geológico y el Ministerio de Desarrollo Sostenible realizaron para el año 2013 un estudio en el que se compilo información de diferentes casos bajo un rango de valores que oscilan entre 3.7 millones y los 75 millones de litros de agua usada por pozo. Para el caso de Estados Unidos según un estudio realizado para cerca de 20 mil pozos por parte de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) los volúmenes captados para el fracturamiento hidráulico en YNC alcanzaron los 22.9 millones de litros por pozo⁹. En cuanto al consumo acumulado al año algunas cifras permiten entender la dimensión del consumo ya que una explotación como la de Marcellus ha alcanzado los \pm 25 mil millones de litros/año y la de Barnnet 30 mil millones de litros/año¹⁰.

3.3. La explotación de YNC conlleva a riesgos importantes de contaminación de acuíferos.

Un riesgo importante de la explotación de YNC sobre el recurso hídrico tiene que ver con la **contaminación de acuíferos** por fugas de fluidos desde el pozo, desde el yacimiento o durante el proceso de perforación. El caso de contaminación de acuíferos por fugas desde el yacimiento tiene que ver con migración de fluidos que contienen Metano, grasas, metales, elementos radioactivos y sales a través las fracturas logradas con el fracturamiento hidráulico¹¹. Los impactos generados sobre aguas subterráneas deben tratarse con especial atención pues sus consecuencias

⁶ Gallegos TJ, Varela BA, Haines SS, Engle MA (2015) Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. *Water Resour Res.*

⁷ Goodwin R. (2014) Environmental perspective update: hydraulic fracturing. *Pollut Eng.*

⁸ Howarth, R. 2011. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. Cornell University, Ithaca, NY.

⁹ EPA 2011. Investigation of Ground Water Contamination near Pavillion, Wyoming. Tomado de https://www.epa.gov/sites/production/files/documents/EPA_ReportOnPavillion_Dec-8-2011.pdf

¹⁰ R. D. Vidic, S. L. Brantley, J. Vandebossche *et al.*, "Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality," *Science*, vol. 340, pp. 1-11, 2013.

¹¹ Heilweil VM, Grieve PL, Hynek SA, Brantley SL, Solomon DK, Risser DW (2015) Stream measurements locate thermogenic methane fluxes in groundwater discharge in an area of shale-gas development.

sobre el sistema hídrico en subsuelo son irreversibles debido a la imposibilidad de acceder a los acuíferos para su descontaminación.

A modo de ejemplo, vale la pena mencionar que la Duke University de Durham, en Carolina del Norte (USA), muestreó 68 pozos de agua dulce en los Estados de Pensilvania y Nueva York encontrando que del metano presente en estos el 85% era termogénico y por ende provenía de la explotación de gas en YNC con la técnica del fracturamiento hidráulico, también encontró que los pozos menos contaminados de metano se encontraban más retirados mientras de la explotación petrolífera¹². Otro ejemplo al respecto tiene que ver con los hallazgos de la EPA presentados en un informe del año 2011 donde señala para Pavillon (Wyoming) fenómenos de contaminación de pozos de agua y del sistema de agua potable con bencenos, formaldehídos, metales y otros químicos usados en el fracturamiento hidráulico¹³.

Por su parte, las estadísticas dejan ver aún más la gravedad de esta situación pues en Pennsylvania se han reportado en los cerca de 30 años transcurridos entre 1982 hasta 2013 100 pozos subterráneos y dos acuíferos con una posible migración de salmueras de la formación Marcellus a través de vías naturales como son las fallas y fracturas¹⁴.

3.4. El manejo de aguas residuales es difícil en la explotación de YNC y conlleva a riesgos de contaminación.

Por otra parte, el manejo de aguas residuales contaminantes es una de las preocupaciones mayores en la explotación de YNC a nivel mundial ya que se deben manejar muy altos volúmenes de aguas residuales con alta presencia de sales, compuestos orgánicos difíciles de tratar, metales, grasas y compuestos NORM (Materiales Radiactivos de Ocurrencia Natural). Estos compuestos tienen impactos toxicológicos para los ecosistemas y los seres vivos que habitan y habitamos en ellos. Existen tres tipos de agua que son fuente de las aguas de retorno de los pozos; los lodos de perforación, la mezcla usada para el fracturamiento y aguas de yacimiento o de producción. Los fluidos de perforación son lodos base agua o aceite usados para enfriar y lubricar la broca, así como para extraer los cortes de perforación¹⁵. En cuanto a la mezcla usada para el fracturamiento se estima que del 10 al 40% del agua inyectada en un pozo se devuelve a la superficie como agua de retorno¹⁶. Por su

¹² Stephen G. Osborn. 2011. Duke University. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing.

¹³ Ob cit.

¹⁴ Ob cit.

¹⁵ Datalog. 2001. manual de perforación procedimientos y operaciones. Hawker, D. Data log.

¹⁶ Daniele Costa. Environ Sci. 2015. Extensive review of shale gas environmental impacts from scientific literature (2010–2015).

parte, las aguas de yacimiento son aguas que yacen en los poros del reservorio y salen del pozo durante la producción de los hidrocarburos. Existen diferentes alternativas de acción frente a estas aguas residuales y todas tienen sus riesgos o retos que hacen difícil su manejo, entre estas alternativas se puede mencionar la disposición o almacenamiento en formaciones no productoras, el tratamiento, la reutilización para otros pozos y el vertimiento directo a suelos y cuerpos superficiales de agua.

La dificultad del manejo de dichas aguas residuales tiene que ver con los siguientes aspectos. En primer lugar, la disposición o almacenamiento de agua en formaciones geológicas no es viable en todas las áreas debido a riesgos de aumento de la sismicidad, riesgos de contaminación de acuíferos, limitaciones de infraestructura y condiciones normativas. En cuanto a la normatividad, el Estado de Carolina del Norte y diferentes países en Europa prohibieron la disposición en pozos profundos, a su vez West Virginia junto a Pensilvania la restringieron¹⁷. En cuanto a los riesgos de sismicidad, Estados Unidos ha mostrado con evidencia contundente el aumento de la sismicidad inducida a causa de la disposición de aguas en el subsuelo en la explotación de yacimientos de Shale Gas. A pesar de esto, La literatura señala más de 30 millones de litros de fluidos de fracturamiento vertidos al subsuelo en Pennsylvania, Wyoming y Ohio¹⁸

En segundo lugar, en lo relacionado al tratamiento de aguas, debe mencionarse que las plantas de tratamiento de aguas en muchos casos están diseñadas para el tratamiento de aguas residuales domésticas, pero no para aguas del sector extractivo con altos niveles de salinidad y otros componentes de riesgo para la salud humana. Finalmente, en cuanto a la reutilización de aguas residuales en otros pozos a perforar y fracturar esta técnica tiene fuertes limitaciones debido a la estabilidad química de modificadores de viscosidad y precipitación de sal por presencia de bario y calcio. Aun cuando dicho problema puede resolverse fácilmente, el tratamiento muchas veces no es efectivo para eliminar estos cationes y la reutilización se vuelve inviable. Además, el almacenamiento de dichas aguas en piscinas de la misma locación, conlleva a la evaporación de los residuos que ocasionaran contaminación atmosférica.

Finalmente, en cuanto a la última opción de manejo de aguas residuales debe decirse que desafortunadamente y a pesar de la modernidad de tecnologías y conocimientos ambientales aún se hace el vertimiento de aguas residuales en suelos y ríos. Sobre esto la literatura señala vertidos intencionales de fluido de retorno a humedales y a

¹⁷ Ibidem.

¹⁸ Rahm, D. 2011. Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: The case of Texas. Energy Policy, vol. 39.

ríos en Pennsylvania, Wyoming y Ohio¹⁹ así como en Colombia con la industria convencional en la Ciénaga de Palagua en Puerto Boyacá y de San Silvestre en Barrancabermeja.

3.5. La explotación de YNC generaría un aumento abismal de las emisiones de Gases Efectos Invernadero (GEI) y es aceleradora de Cambio Climático:

Los Gases de Efecto Invernadero son conocidos como compuestos químicos de importancia ambiental por sus efectos sobre el Clima y la generación del Cambio Climático. Dos de los Gases de Efecto Invernadero más importantes, el Dióxido de Carbono (CO₂) y el Metano (CH₄), son generados entre otras fuentes por la explotación y uso de los hidrocarburos. Por su parte, el Cambio Climático es una realidad que amenaza aspectos esenciales de la vida social como la seguridad física, el agua e incluso la seguridad física ya que este fenómeno genera 150.000 muertes por año y 325 millones de personas afectadas de manera grave y directa según la Organización Mundial de la Salud (OMS)²⁰. El cambio climático consiste en un aumento de la temperatura del mar y de la atmósfera de 0,88 °C en la actualidad respecto al periodo preindustrial. El origen de estos cambios de temperatura está relacionado con la emisión antrópica de GEI²¹ que evitan la salida de la atmósfera de la energía solar haciendo que dicha energía atrapada aumente la temperatura de la atmósfera. Estos cambios generan a su vez cambios negativos en la hidrosfera, biosfera, sistemas agrícolas y economía, dichos cambios configuran la totalidad del Cambio Climático. Es por esta razón que la disminución de emisiones de GEI como el CO₂ y el Metano son fundamentales para la sostenibilidad ambiental de país.

Las emisiones de GEI de Colombia tienen como factor principal a los combustibles fósiles que son usados en la industria, el transporte y el sector energético al ser el 41% de los 186 millones de toneladas netas equivalentes que emite el país (figura 2). La explotación de YNC significa necesariamente una importante ampliación de ese factor y sus emisiones en metano para el caso del Shale Gas y de CO₂ para el caso de los yacimientos de Oil Shale ya que las reservas de YNC en Colombia pueden ser 5 veces las actuales en petróleo y 30 veces las actuales en gas.

El metano es un gas mucho más potente que el CO₂ como gas de efecto invernadero y los yacimientos de Shale Gas tienen mayores emisiones de metano en un horizonte de 20 años que los yacimientos convencionales de hidrocarburos, el diésel y el carbón (figura 3) ya que la producción de gas no convencional emite entre 40 % y 60

¹⁹ Ibidem.

²⁰ Rodríguez, M., Mance h. 2015. Cambio climático lo que está en juego. Uniandes, WWF, FNA, Fescol.

²¹ IPCC. 2014. Cambio climático. Informe de síntesis Resumen para responsables de políticas. Quinto informe de evaluación del IPCC.

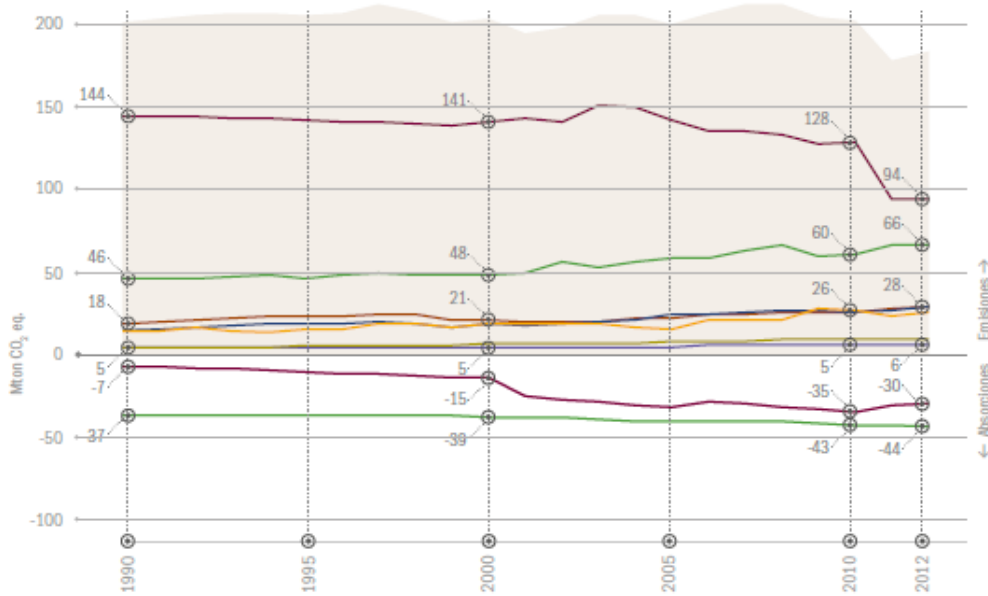
% más GEI que la producción de gas convencional²². Un estudio realizado por un equipo de la Cornell University de Ithaca, Nueva York, estima que entre un 3,6 y un 7,9% de la producción de gas no convencional se escapa al ambiente cuando emerge el fluido de retorno y durante la extracción del equipo utilizado para la fractura (1,9%)²³. En Estados Unidos las emisiones de metano se han acelerado notablemente y el 49% de esas emisiones son de hidrocarburos no convencionales según A, Ingraffea²⁴. De acuerdo con Bunch²⁵ las mayores emisiones antropogénicas de metano en Estados Unidos provienen de la extracción y transporte de gas, lo que afecta la calidad del aire local. El Centro Nacional de Investigaciones Atmosféricas (NCAT) ha corroborado que esta técnica empeorará el calentamiento global en las próximas décadas. Si consideramos las inmensas reservas que puede haber en estos y su potencial de generación de metano la ecuación de los YNC en Colombia resultaría bastante peligrosa para el cumplimiento de las metas en reducción de emisiones y para la mitigación del Cambio Climático en general.

²² Bocora, J. 2012. Global Prospects for the Development of Unconventional Gas. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*.

²³ Ob cit.

²⁴ A. Ingraffea. 2010. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. Department of Ecology and Evolutionary Biology, Cornell University, Ithaca, NY.

²⁵ Bunch, A et al. 2014. "Evaluation of impact of shale gas operations in the Barnett Shale region on volatile organic compounds in air and potential human health risks," *Science of the Total Environment*, vol. 468.



Fuente	emisiones	absorciones	netos	%
Forestal	94	30	64	34,4
agropecuario	66	44	22	11,8
transporte	28		28	15,1
industria	28		28	15,1
Minero-energética	28		28	15,1
saneamiento	10		10	5,4
comercial residencias	6		6	3,2
Total	260		186	

Figura 2. Emisiones de GEI en Colombia. Ideam, 2018.

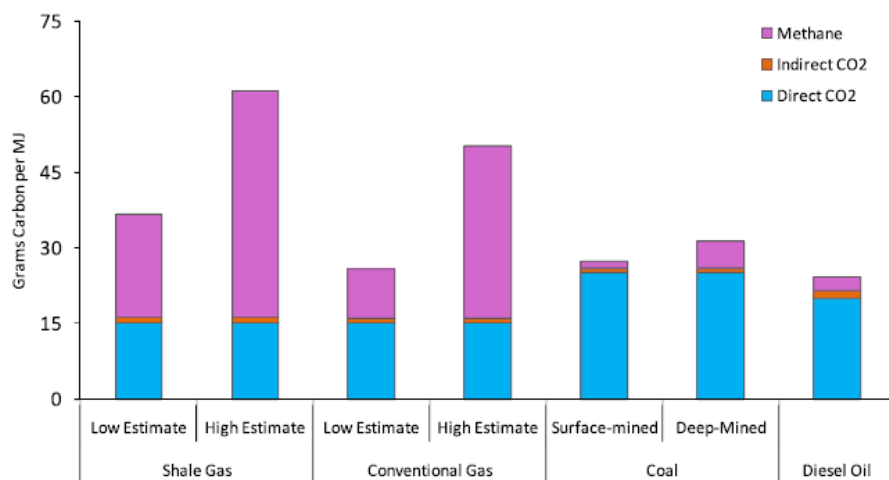


Figura 2. Emisiones de GEI por tipo de recurso. Fuente: Howarth 2011.

3.6. Impactos por uso de altos volúmenes de arena:

Bajo el entendimiento de lo que es la aplicación de las dos tecnologías (FH y PH) de manera múltiple, en Rocas Generadoras (RG) de tamaño regional; donde, desde cada locación o plataforma deben perforarse múltiples pozos horizontales de hasta 3 kilómetros de longitud; que serán fracturados hidráulicamente, también de manera múltiple, en tramos de hasta 100 metros (300 pies), cada uno.

Es fácilmente entendible que se extraerán inmensas cantidades de recortes de perforación (roca triturada), y se requerirán grandes volúmenes de fluido fracturante y de material apuntalante, para generar la red de fracturas inducidas, y empaquetarlas. Se sabe, por lo observado en los países donde se han implementado estas tecnologías en Rocas Generadoras, que se necesitan como mínimo 7 hectáreas por locación o plataforma, para ser ocupadas por piscinas de ripios (pasivos ambientales), generando cambios significativos en el paisaje.

Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH, en respuesta dada a la Comisión Quinta del Senado (el pasado 25 de septiembre de 2019), y la Agencia de la Protección Ambiental de los Estados Unidos²⁶, el volumen de fluido fracturante requerido por etapa de fractura o por cada 100 metros a fracturar o estimular, es de mil metros cúbicos (1.000 m³); o sea, un millón de litros. Igualmente, la ANH dice que según el estudio *“metodología para la clasificación y selección de intervalos y áreas a ser completados durante la etapa exploratoria de yacimientos no convencionales de petróleo y gas del Valle Medio del Magdalena*, realizado por

²⁶ EPA 2011. Investigation of Ground Water Contamination near Pavillion, Wyoming. Tomado de https://www.epa.gov/sites/production/files/documents/EPA_ReportOnPavillion_Dec-8-2011.pdf

Castillo, et al, y presentado en el Congreso Colombiano de Petróleo y gas, en el año 2017, para 4 mil barriles (636 mil litros) de fluido fracturante, se requieren 3 mil sacos, de 50 kilos, de material propante o apuntalante.

Lo anterior indica, que si desde una misma locación o plataforma se perforan 10 pozos horizontales de 3 kilómetros cada uno (como lo tiene proyectado Conoco-Phillips en el bloque VMM3 en San Martín - Cesar), para lograr fracturas de 80 pies de altura y 300 pies de longitud horizontal se requerirán 300 millones de litros de fluido fracturante, y once millones trecientos veinte mil (11'320.000) sacos de material propante (566 toneladas); y se extraerán a superficie, durante la perforación, un millón quinientos mil litros de rípios de Roca Generadora, que ocuparán más de 40 piscinas en un área de 2 hectáreas. Esta operación se repetirá cada 2 o 3 años, pues la producción de hidrocarburos de una Roca Generadora, al ser impermeable, se agotará rápidamente, ya que solo se drenarán los poros que se interconecten con de red de fracturas inducidas.

4. LA GESTIÓN AMBIENTAL INSTITUCIONAL ES DEBIL FRENTE A LA EXTRACCIÓN CONVENCIONAL Y MÁS DÉBIL AUN PARA LA EXTRACCIÓN NO CONVENCIONAL

La Licencia Ambiental o el Licenciamiento Ambiental (LA) es el instrumento más efectivo de la gestión ambiental pública. Sin embargo, este instrumento y las políticas a las cuales obedece han presentado serias debilidades para gestionar los impactos de sectores como el extractivo, debilidades que se hacen más riesgosas frente a una mayor carga de impactos como es el caso del fracturamiento hidráulico en YNC y YRG. Según el artículo 50 la Ley 99 de 1993 la Licencia Ambiental “Es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de una obra o actividad sujeta al cumplimiento por el beneficiario de la licencia de los requisitos que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales de la obra o actividad autorizada”. La Licencia Ambiental es un mecanismo de intervención del Estado en la economía y de limitación a la explotación de recursos naturales²⁷.

Las LA han sido útiles para la entrega de permisos, pero no para garantizar la correcta gestión ambiental. Entre 2005 y 2016 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó 1.181 y negó 80 Licencias Ambientales. Sin embargo, existen 27 títulos mineros de gran minería y 669 títulos de mediana y pequeña que se han superpuesto con diferentes áreas protegidas definidas con anterioridad, esto

²⁷ Contraloría General de la República (CGR). 2017. El proceso administrativo de licenciamiento ambiental en Colombia.

en clara desarticulación frente al ordenamiento ambiental del territorio de los municipios y distritos²⁸. Adicionalmente, son conocidos los incumplimientos del LA en casos como Hidroituango, Reficar y Cerro Matoso en el 2018. También existen otros casos no tan conocidos y altamente lesivos como el caso de los incumplimientos en vertimientos realizados por petroleras en Puerto Boyacá sobre el sistema hídrico del municipio a pesar de sus compromisos previos según expresaba el Inderena en 1993.

Esta debilidad institucional y de su instrumento de gestión corresponden a factores de desarrollo normativo inconveniente al instrumento, el otorgamiento de licencias exprés, la desarticulación institucional y la poca de la participación ciudadana. En primer lugar, se ha desarrollado una normatividad que ha flexibilizado la Licencia Ambiental. Decretos como el 1753 de 1994, el 1728 de 2002, el 1180 de 2003, el 1220 de 2005 y el 2820 de 2010 buscan la supresión de trámites, de requisitos necesarios para evaluar mejor los proyectos o la omisión del requerimiento de licencias para ciertas actividades²⁹. Adicionalmente, las licencias *exprés*, respaldadas por el decreto 2041 de 2014, reducen el tiempo de evaluación de 24 a 3 meses³⁰ y han acabado con la calidad del proceso de licenciamiento y con el correcto cumplimiento de los pasos necesarios para realizarlo con criterio suficiente y responsabilidad. Así mismo, la desarticulación entre autoridades ambientales como la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANLA), las CAR y las autoridades mineras en el otorgamiento de títulos mineros y de licencias ambientales³¹ han debilitado por su parte la gestión ambiental institucional y su imagen. Finalmente, y de acuerdo con Rodríguez 2012, las audiencias públicas son muy pocas y muchas veces son de carácter informativo y no participativo, lo cual afecta la credibilidad de la institucionalidad y la armonía social. Otro de los problemas importantes que tiene la gestión ambiental institucional es la falta de recursos informativos para el control ambiental. La ANLA no cuenta con la información necesaria para hacer un correcto análisis y un correcto seguimiento de licencias otorgadas³² como lo evidencia los 696 títulos interpuestos con áreas protegidas.

²⁸ Ibidem.

²⁹ Rodríguez, G. Gómez, A. Monroy, J. 2012. Las licencias ambientales en Colombia Una mirada desde la participación y la responsabilidad.

³⁰ Muñoz, L. 2016. Análisis de los tiempos para el otorgamiento de la licencia ambiental en Colombia. Tomado de <http://aprendeenlinea.udea.edu.co/revistas/index.php/red/article/viewFile/326769/20784057>

³¹ Ob cit.

³² Contraloría General de la República (CGR). 2017. El proceso administrativo de licenciamiento ambiental en Colombia.

En lo relacionado al tratamiento de aguas residuales la capacidad del país es bastante baja. Tan solo la capacidad de tratamiento de aguas domésticas ya es preocupante pues para el año 2017 solo 541 municipios de los 1.122 que tiene el país contaban con algún tipo de Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) según relata el informe “Estudio Sectorial de los servicios públicos domiciliarios de Acueducto y Alcantarillado” de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. La situación asumiendo cargas químicas de YNC sería mucho peor ya que se deben asumir fluidos con altos contenidos en sales, compuestos orgánicos, metales y compuestos NORM, además, plantas con dicha capacidad tienen altos costos que hacen inviable en términos de costo-eficiencia el manejo de aguas residuales en explotación de YRG. Otra de las acciones que pueden realizarse frente a las aguas residuales es el vertimiento directo a cuerpos superficiales de agua como ríos, ciénagas y lagos. Esta es una de las opciones más contaminantes y debe mencionarse que desafortunadamente el país cuenta con un significativo historial de eventos de vertimientos directos por parte de empresas petroleras. Un caso importante en ese sentido tiene que ver con los vertimientos de aguas residuales no tratadas de los campos Palagua y Velásquez (ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena) sobre el sistema hídrico interconectado con la ciénaga de Palagua en el municipio de Puerto Boyacá, ciénaga que hoy se encuentra en un detrimento tal que perdió la posibilidad de sus usos en pesca y ecoturismo como formas de vida para los habitantes del municipio. Casos como este pero escalados al nivel de los YRG serían letales para los ecosistemas ubicados en el Valle Medio del Magdalena (VMM) y su capacidad de resiliencia frente al impacto petrolero.

En materia de emisiones de GEI Colombia tiene condiciones que presentan la explotación de YNC como una situación adversa para su sostenibilidad. Por una parte, el país no cuenta con incentivos serios para la reducción de emisiones de carbono ya que mientras el costo por tonelada emitida en diferentes países cuesta 40 USD, en Colombia el precio es de solo 5 USD, lo cual no constituye ningún costo significativo para un sector de alta rentabilidad por barril extraído, pero si es un incentivo para contaminar a bajo costo. Por otra parte, el país se expone a un aumento de las emisiones del sector hidrocarburos sin precedentes en su historia energética ya que puede aumentar de 2.8 a 4.7 veces las reservas de petróleo y de 4.6 a 30.5 veces las reservas de gas, como se mencionaba antes, más reservas a producir de petróleo significan mayores emisiones de CO₂ y más reservas de gas significan mayores emisiones de Metano. Diferentes organizaciones a favor de la técnica en el país señalan a los YNC y YRG como un recurso de Transición Energética a una matriz más limpia por el uso de gas. Al respecto debe decirse que los YNC no son solo de gas, sino que también suman reservas de petróleo y con ellas suman emisiones de CO₂. Adicionalmente, dicho gas de YNC promovido como recurso de transición genera mayores emisiones de Metano y por esta razón es un generador de Cambio Climático en vez de un mitigador de este ya que el Metano es un

componente mucho más potente frente al Cambio Climático que el Dióxido de Carbón.

Finalmente, en el informe realizado por la Comisión de Expertos se realiza un diagnóstico de la capacidad institucional que preocupa desde todo punto de vista, de acuerdo con dicho informe *“La capacidad institucional actual no asegura la aplicación de las normas ambientales. El monitoreo y seguimiento a las licencias ambientales en los procesos de extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales es deficiente. Si no se mejora la capacidad institucional de las autoridades técnicas, ambientales y de salud pública, no hay garantía de que las actividades en los YRG se realicen generando el mínimo impacto ambiental posible y protegiendo la salud pública”*³³.

III. ANTECEDENTES

El Gobierno Nacional tiene el interés de implementar lo más pronto posible la técnica del fracking o de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH, con el argumento eminentemente económico de lograr aumentar las reservas de gas y petróleo, y así mejorar el abastecimiento interno y las finanzas públicas, afectadas por un déficit fiscal.

Esta propuesta gubernamental que privilegia lo económico sobre el deber de del estado de garantizar un ambiente sano, así como la de garantizar la salud y vida de los colombianos, no es del todo cierto, por cuanto las reservas de petróleo y gas natural de los yacimientos convencionales no se agotaran en el mediano plazo, máxime si tenemos en cuenta, el enorme potencial de factor de recobro en dichos yacimientos, que ésta en un porcentaje muy por bajo frente al promedio mundial de factor de recobro del 40% y de Estados Unidos que supera el 60%. Estas reservas nos pueden asegurar el abastecimiento de hidrocarburos a largo plazo.

La tecnología del recobro o recuperación de reservas depositadas en los yacimientos convencionales es más beneficiosa para el medio ambiente, que la técnica del fracking reconocida por su grave deterioro e irreversible al medio ambiente y la salud humana, animal y vegetal.

En consecuencia, no existen verdaderos y sólidos argumentos para para negar o postergar la adopción de la medida eficaz para impedir la degradación del medio ambiente y el peligro a la salud humana, con la prohibición del uso de la Técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal - FH-PH, conocida a nivel mundial como fracking.

³³ Comisión interdisciplinaria independiente. (2019). Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora.

IV. MARCO JURÍDICO.

1. El desarrollo normativo para la exploración de yacimientos no convencionales en Colombia.

Resolución No. 181495 del 28 de diciembre de 2009 del Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.

Decreto 381 del 16 de febrero de 2012 “Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía”: Este decreto determinó en el numeral 8 de su artículo 2º que es función del Ministerio de Minas y Energía expedir los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles, lo cual ha sido sustento para la expedición de una serie de normas que reglamentan lo relacionado con la exploración y explotación de yacimientos no convencionales a través del fracking.

Resolución No. 180742 del 16 de mayo de 2012: a través de la cual el Ministerio de Minas y Energía establece los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Ley 1530 del 17 de mayo de 2012 “Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías”: El artículo 13º de esta norma estableció que el Gobierno Nacional definiría los criterios y procedimientos que permitan desarrollar la exploración y explotación de recursos naturales no renovables técnica, económica y ambientalmente eficiente, así como los aspectos técnicos, tecnológicos, operativos y administrativos para ejercer la labor de fiscalización.

Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013 *“Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”*: Para los efectos de este decreto, su artículo primero estipuló que se entenderá por yacimiento no convencional la formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos, y así fijó un término de 6 meses para que el Ministerio de Minas y Energía expidiera normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, fluidos de retorno y sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales.

Resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2014 *“Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”*: Esta resolución se expidió con fundamento en el término estipulado por el Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013 para que el Ministerio de Minas y Energía expidiera las normas técnicas pertinentes para el desarrollo de la actividad, modificando y dando alcance al contenido de la Resolución 180742 del 16 de mayo de 2012.

Resolución No. 421 del 20 de marzo de 2014 **por la cual se adoptan términos de referencia para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.**

Acuerdo 03 de 2014 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos *“Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias”*: Este acuerdo se expidió con el fin de darle piso jurídico a la ejecución de programas especiales de exploración y producción que se

acomodaran a las particularidades de los yacimientos no convencionales, incluyendo términos más flexibles y favorables para promover su desarrollo.

2. Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en YNC, 2004-2017.

CONTRATO/PROCESO COMPETITIVO	CONTRATISTA (Y SUS PORCENTAJES EN EL NEGOCIO)	MUNICIPIOS (DEPARTAMENTOS)
E&E LA LOMA / Contratación directa E&P 2004	Drummond	Curumaní, Chiriguaná, La Jagua de Ibirico, El Paso, Becerril, Agunstín Codazzi y La Paz (El Cesar).
E&P CAT3 / Ronda Colombia 2012	Ecopetrol S.A	Bochalema, Chinácota, Cúcuta, Durania, El Zulia, Gramalote, Herrán, Los Patios, Pamplonita, Ragonvalia, Salazar, San Cayetano, Santiago, Sardinata y Villa Del Rosario (Santander).
E&P COR 62 / Ronda Colombia 2012	Exxon Mobil Exploration Colombia Limited (50%) Ecopetrol S.A (50%) (Operador).	Cunday, Villarrica, Purificación, Melgar, Icononzo, Carmen de Apicalá, Dolores y Prado (Tolima).
E&P VMM 16 / Ronda Colombia 2012	Ecopetrol S.A	Sonsón, Puerto Boyacá, Norcasia, Victoria, La Dorada, Puerto Salgar, Mariquita, Lérida, San Sebastián de Honda, Armero Guayabal y Falan (Antioquia, Boyacá, Caldas, Cundinamarca y Tolima).
E&P VMM 9 / Ronda Colombia 2014	Ecopetrol S.A	Puerto Berrío, Yondó, Barrancabermeja, Cimitarra y

		Puerto Parra (Antioquia y Santander).
E&P VMM 9/Ronda Colombia 2014	Parex Resources Colombia Ltda.	Cimitarra (Santander).
E&P VMM 3-Adicional / Contrato inicial-Mini Ronda 2008 Contrato Adicional Celebrado en 2015	Conocophillips Colombia Ventures Limited (80%) (Operador) CNE Oil & Gas S.A. (20%)	Aguachica, San Martín, San Alberto y Puerto Wilches (El Cesar y Santander).
CR-2 (conversión) / Contratación directa 2016	Drummond	San Juan del Cesar y El Molino (La Guajira).
CR-3 (conversión) / Contratación directa 2016	Drummond	Valledupar y San Diego (El Cesar).
CR-4 (conversión) / Contratación directa 2016	Drummond	La Jagua de Ibirico (El Cesar).
La Loma Adicional / Contratación directa 2016	Drummond	
VMM 2-Adicional / Contratación directa 2017	Conoco Phillips Colombia (80%) y Canacol (20%)	Aguachica, Río de Oro (El Cesar).

Fuente: La prohibición del *fracking* en Colombia como un asunto de política pública. Heinrich Böhl Stiftung. Asociación Interamericana para la Defensa de Ambiente (AIDA) Bogotá, D.C. 2018. Págs. 35-36.

3. Licencias ambientales otorgadas, archivadas, negadas, terminadas y su trámite para YNC en Colombia, a corte de 2018.

BLOQUE	OPERADOR	MUNICIPIOS (DEPARTAMENTOS)	INSTRUMENTOS
La Loma (APE Caporo Norte)	Drummond	Chiriguaná y La Jagua (El Cesar).	Resolución 1655 de 2015, que otorgó licencia ambiental, y

			resolución 984 de 2016, que la modificó.
Chiquinquirá	Nexen Petroleum	Carmen de Carupa (Cundinamarca) y Buenavista (Boyacá).	Resolución 1734 de 2011, que otorgó licencia ambiental.
Sueva	Nexen Petroleum	Guasca, Guatavita y Junín (Cundinamarca).	Resolución 363 de 2011. Esta licencia ambiental se dio por terminada mediante la resolución 488 de 2017.
VMM-9	Parex Resources	Cimitarra (Santander).	Trámite abierto con el auto 489 de 2018 y terminado con el auto 2622 de 2018.
VMM-3 adicional	ConocoPhillips y Canacol Energy	San Martín y Aguachica (Cesar) y Puerto Wilches (Santander).	Auto 6445 de 2018, que ordena el archivo del trámite administrativo de licencia ambiental iniciado con el auto 99 de 2018.
VMM-2 adicional	ConocoPhillips y Canacol Energy	Aguachica, Río de Oro y Gamarra (Cesar).	Auto 6117 de 2018 archivó el trámite administrativo de licencia ambiental para desarrollar exploración, iniciado con el auto 2610 de 2018.
VMM-37	Exxon Mobil	Puerto Wilches (Santander).	Auto 1196 de 2015, que inició el trámite administrativo de modificación de la licencia ambiental otorgada mediante la resolución 1343 de 2013, en el sentido de autorizar la exploración de hidrocarburos en YNC.
APE Guane-A	Ecopetrol	Barrancabermeja y Puerto Wilches (Santander).	Auto 1243 de 2018, que inició trámite de licencia ambiental para exploración de hidrocarburos en YNC.

Fuente: La prohibición del *fracking* en Colombia como un asunto de política pública. Heinrich Böhl Stiftung. Asociación Interamericana para la Defensa de Ambiente (AIDA) Bogotá, D.C. 2018. Pág. 36.

4. El principio de precaución y la protección del medio ambiente.

Colombia, mediante la expedición de la Ley 164 de 1994 ratificó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático suscrita en Nueva York el 9 de marzo 1992, la cual consagró el principio de precaución, en a su artículo 3.3, de la siguiente manera:

Las Partes deberían tomar medidas de precaución para prever, prevenir o reducir al mínimo las causas del cambio climático y mitigar sus efectos adversos. Cuando haya amenaza de daño grave o irreversible, no debería utilizarse la falta de total certidumbre científica como razón para posponer tales medidas, tomando en cuenta que las políticas y medidas para hacer frente al cambio climático deberían ser eficaces en función de los costos a fin de asegurar beneficios mundiales al menor costo posible. A tal fin, esas políticas y medidas deberían tener en cuenta los distintos contextos socioeconómicos, ser integrales, incluir todas las fuentes, sumideros y depósitos pertinentes de gases de efecto invernadero y abarcar todos los sectores económicos. Los esfuerzos para hacer frente al cambio climático pueden llevarse a cabo en cooperación entre las Partes interesadas.

Por su parte, la Declaración de Río de Janeiro sobre el medio ambiente y el desarrollo consagró en su principio No. 15 que:

PRINCIPIO 15.

Con el fin de proteger el medio ambiente, los Estados deberán aplicar ampliamente el criterio de precaución conforme a sus capacidades. Cuando haya peligro de daño grave o irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón

para postergar la adopción de medidas eficaces en función de los costos para impedir la degradación del medio ambiente.

Este principio fue incorporado en nuestro ordenamiento interno con a través del numeral 1 del artículo primero de la Ley 99 de 1993, que estipuló:

El proceso de desarrollo económico y social del país se orientará según los principios universales y del desarrollo sostenible contenidos en la Declaración de Río de Janeiro de junio de 1992 sobre Medio Ambiente y Desarrollo.

Adicionalmente, el principio de precaución ha sido incluido en diversos tratados internacionales sobre protección del medio ambiente, como el Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes ratificados por 32 Estados Miembros de la OEA; el Convenio sobre la Diversidad Biológica ratificado por 34 Estados Miembros; Convenio sobre la protección y utilización de los cursos de agua transfronterizos y de los lagos internacionales de la comisión Económica para Europa; Convención de Bamako sobre la prohibición de la importación a África, la fiscalización de los movimientos transfronterizos y la gestión dentro de África de desechos peligrosos; la Convención para la Protección del Medio Ambiente Marino y la Zona Costera del Atlántico Nordeste; la Convención sobre la Protección del Medio Marino de la Zona del Mar Báltico; el Convenio Marco para la Protección del Medio Marino del Mar Caspio; Declaración Ministerial de la Conferencia Internacional sobre la Protección del Mar del Norte; el Protocolo sobre la Protección del Mar Mediterráneo contra la contaminación de origen terrestre; el Convenio sobre la cooperación para la protección y el uso sostenible del Danubio y el Convenio sobre la protección del Rin.

Al igual que Colombia, otros países miembros de la OEA han incorporado el principio de precaución en su normatividad interna, tales como Antigua y Barbuda, Argentina, Canadá, Cuba, Ecuador, México, Perú, Republica Dominicana, Chile, Panamá y Uruguay.

La Corte Interamericana de Derechos Humanos ha dicho que el principio de precaución, en materia ambiental, se refiera a las medidas que se deben adoptar en casos donde no existe certeza científica sobre el impacto que pueda tener una actividad en el medio ambiente³⁴.

En nuestro derecho interno, además de la Ley 99 de 1993, el artículo 79 de la Constitución Política prescribe que todas las personas tienen derecho a gozar de un ambiente sano:

ARTICULO 79. Todas las personas tienen derecho a gozar de un ambiente sano. La ley garantizará la participación de la comunidad en las decisiones que puedan afectarlo.

Es deber del Estado proteger la diversidad e integridad del ambiente, conservar las áreas de especial importancia ecológica y fomentar la educación para el logro de estos fines.

En la misma línea, de acuerdo con el artículo 80 constitucional, el Estado es el planificador del manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, con el fin de garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución y *“prevenir y controlar los efectos de deterioro ambiental”*.

De esta manera, Nuestra Constitución provee una combinación de obligaciones del Estado y de los ciudadanos junto a un derecho individual (artículos 8, 95 numeral 8 y 366). Es así como se advierte un enfoque que aborda la cuestión ambiental desde los puntos de vista ético, económico y jurídico: Desde el plano ético se construye un principio biocéntrico que considera al hombre como parte de la naturaleza, otorgándoles a ambos valores. Desde el plano económico, el sistema productivo ya no puede extraer recursos ni producir desechos ilimitadamente, debiendo sujetarse

³⁴ Corte Interamericana de Derechos Humanos. Opinión Consultiva OC-23/17 del 15 de noviembre de 2017 solicitada por Colombia. Pág. 72.

al interés social, al ambiente y al patrimonio cultural de la nación; encuentra, además, como límites el bien común y la dirección general a cargo del Estado. En el plano jurídico el Derecho y el Estado no solamente deben proteger la dignidad y la libertad del hombre frente a otros hombres, sino ante la amenaza que representa la explotación y el agotamiento de los recursos naturales; para lo cual deben elaborar nuevos valores, normas, técnicas jurídicas y principios donde prime la tutela de valores colectivos frente a valores individuales³⁵.

La misma Ley 99, en el numeral 6to del artículo 1 ordena tener en cuenta para la adopción de políticas ambientales el resultado de un proceso de investigación científica y recurrir al principio de precaución cuando exista peligro de daño grave o irreversible y ausencia de certeza científica.

Entonces, ante la duda sobre los posibles daños que pueda causar una actividad al medio ambiente se le debe dar prioridad a la protección de éste, por lo que la precaución no solo atiende en su ejercicio a las consecuencias de los actos, sino que principalmente exige una postura activa del Estado en anticipación, que con un objetivo de previsión de la futura situación medioambiental a efectos de optimizar el entorno de la vida natural³⁶; en total oposición a la serie de medidas que han venido siendo adoptadas por distintos gobiernos en preparación del piso jurídico que le diera vía libre a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales mediante fracking.

El Estado colombiano ha venido ignorando que la protección al medio ambiente es un principio de orden económico, en especial para actividades de la industria extractiva, por la gran cantidad de externalidades que produce.

³⁵ Corte Constitucional. Sentencia C-339 del 7 de mayo de 2002. Magistrado Ponente: Jaime Araujo Rentería.

³⁶ Corte Constitucional. Sentencia C-595 de 2010. Magistrado Ponente: Jorge Iván Palacio Palacio.

La Corte Constitucional ha aplicado ya el principio de precaución en actividades de aspersión con glifosato en cultivos de uso ilícitos³⁷ y en otras actividades de exploración y explotación de recursos naturales³⁸.

De las consideraciones técnicas expuestas líneas arriba hemos podido identificar que el fracking implica la existencia de una posibilidad real de un riesgo, que sea grave e irreversible y es necesario certeza científica, así no sea absoluta de las consecuencias que estos riesgos implican para el medio ambiente y la vida.

Por ende, a la luz del principio de precaución y prevención en materia ambiental, la autorización en Colombia de la fracturación hidráulica debe ser reversada debido a su potencialidad de causar daños al medio ambiente y a la salud humana, cuya gravedad sea irreversible; y esto no sería ajeno a lo que ha sucedido en otros países, como se señalará posteriormente.

V. DERECHO COMPARADO.

1. Francia.

Después del 2010, cuando el Ministro de Ecología, Energía y Desarrollo Sostenible de la época otorgó permisos de exploración de gas de esquisto en varias regiones del sur de Francia por un periodo de tres a cinco años y producto de una amplia movilización ciudadana, se promulgó la Ley 2011-835³⁹ de prohibición de la exploración y la explotación de yacimientos de hidrocarburos líquidos mediante fracturación hidráulica.

³⁷ Corte Constitucional. Sentencia T-236 de 2017. Magistrado Ponente: Aquiles Arrieta Gómez.

³⁸ Corte Constitucional. Sentencia C-339 de 2002. Magistrado Ponente: Jaime Araujo Rentería.

³⁹ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024361355&categorieLien=id>

El artículo 1 de la ley establece que *“la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos líquidos o gaseosos, mediante la perforación seguida de la fracturación hidráulica de la roca, están prohibidas en el territorio nacional”*.

El artículo 2 crea una comisión Nacional de Orientación, Monitoreo y Evaluación de Técnicas para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos con el objetivo principal de evaluar los riesgos ambientales asociados con las técnicas de fracturación hidráulica o técnicas alternativas.

El artículo 3, por su parte establece que los permisos exclusivos para explorar hidrocarburos serán revocados si sus titulares no cumplen con las nuevas obligaciones contenidas en la ley de reportar información, o cuando hayan reportado que emplean o tienen intención de utilizar la perforación seguida de la fracturación hidráulica de la roca”.

Y por último, en el artículo 4 se determinó que el Gobierno deberá presentar un informe anual al parlamento sobre la evolución de las técnicas de exploración y explotación y el conocimiento del subsuelo francés, europeo e internacional con respecto a los hidrocarburos líquidos o gaseosos, sobre las condiciones para la implementación de experimentos llevados a cabo con el único propósito de investigación científica bajo control público, sobre el trabajo de la Comisión Nacional de Orientación, Monitoreo y Evaluación creado por el artículo 2, sobre la conformidad del marco legislativo y regulatorio con la Carta del Entorno de 2004 en el sector minero y las adaptaciones legislativas o regulatorias previstas con respecto a los elementos comunicados en este informe.

Esta prohibición se basó en el principio de acción de prevención y de corrección de los daños al ambiente y en el principio de precaución.

2. Vermont, EE. UU.

El 7 de mayo de 2012, la Asamblea Legislativa de Vermont aprobó un proyecto de ley y se convirtió en el primer Estado en prohibir el fracking en Estados Unidos, al momento de aprobarse la ley, una declaración de moratoria también estaba sobre la mesa, sin embargo se tomó la decisión de prohibir⁴⁰.

La ley ordenó a la Agencia de Recursos Naturales de Vermont entregar a la Asamblea Legislativa un informe sobre los impactos del fracking en el ambiente y en la salud de las personas, y acerca de las posibilidades para regular su uso; en febrero de 2015 la ANR (por sus siglas en inglés) concluyó su informe y recomendó mantener la prohibición.

Esta ley establece que: *“a. Ninguna persona puede realizar fracturación hidráulica en el estado. b. Ninguna persona en el estado podrá recolectar, almacenar o tratar aguas de desecho provenientes de la fracturación hidráulica”*.

Para la expedición de esta ley, la Asamblea Legislativa de Vermont consideró que durante la práctica de la fractura hidráulica químicos y desperdicios líquidos pueden llegar a contaminar yacimientos de agua para consumo humano, por lo que para proteger las fuentes subterráneas de agua para consumo humano y mantenerlas libre de contaminación, el Estado debe prohibir dicha actividad mientras que revisa, desarrolla y establece algunos requerimientos para la regulación de la fracturación hidráulica, permitir que la ANR verifique sus impactos ambientales.

Finalmente, la norma establece que la prohibición podría ser levantada solo cuando esta técnica de exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos pueda ser llevada a cabo sin que exista riesgo alguno de contaminación para las fuentes hídricas del Estado.

⁴⁰ <https://legiscan.com/VT/text/H0464/id/647317>

3. Bulgaria.

Bulgaria se convirtió en el segundo país europeo en prohibir el fracking el 18 de enero de 2012, el tenor de la ley es el siguiente: *“la aplicación de la tecnología de la fracturación hidráulica o cualquier otra que contemple la inyección a presión de una mezcla de líquidos (geles o gas licuado), aditivos químicos y/o fluidos, descargas mecánicas y/u orgánicas en los pozos, que lleven a la generación de nuevas grietas o a la expansión de las grietas existentes, o afecten los sistemas de fracturas en todas las formaciones sedimentarias, incluidas las capas de carbón, para la exploración y explotación de petróleo y gas natural. Esta prohibición es indefinida y se aplica a todo el territorio de la República de Bulgaria”*; esta prohibición también se funda en la precaución al igual que la francesa y en la obligación estatal de proteger la salud pública y el ambiente.

4. Maryland, EE.UU.

En este caso, el texto de la ley de prohibición del fracking señala que *“las personas no deberán comprometerse en la fracturación hidráulica de pozos para la exploración o explotación de petróleo o gas natural en el estado”*⁴¹.

Los argumentos para la expedición de esta norma son muy similares a los utilizados en el caso de Vermont, es decir, los daños graves que podía ocasionar el uso de la técnica en la salud de las personas y en el ambiente, la incertidumbre respecto del alcance y magnitud de los impactos de esta actividad en el corto y el largo plazo, y la incertidumbre sobre la efectividad de la autorregulación de la industria petrolera para prevenir o mitigar los efectos negativos del fracking.

5. Provincia de Quebec, Canadá.

La Oficina de Audiencia Pública sobre el Medio Ambiente (BAPE, por sus siglas en francés) emitió un informe sobre el uso de esta técnica el 28 de febrero de 2011,

⁴¹ http://mgaleg.maryland.gov/2017RS/chapters_noln/Ch_13_hb1325T.pdf

recomendando una evaluación ambiental estratégica y completa de la industria del gas de esquisto y la prohibición del fracking hasta que la evaluación concluyera.

Posteriormente, en febrero de 2013, el Ministro de Desarrollo Sostenible, Medio Ambiente y Parques ordenó a la BAPE realizar un estudio de evaluación ambiental estratégica en toda la provincia de Quebec, pidiendo enfocarse en las implicaciones ambientales, humanas y económicas del fracking mientras que la actividad fue prohibida preventivamente por una moratoria declarada por el parlamento.

Dicho informe fue culminado en el 2014 y se concluyó que la técnica no era conveniente para la Provincia de Quebec porque podría ocasionar, entre otros, impactos negativos en la salud de las personas, en la calidad del aire, en las aguas superficiales y subterráneas, y en el sector agrícola y turístico de la provincia.

6. Otras prohibiciones y moratorias del fracking desde el 2011.

Además de los países antes mencionados, desde el 2011, Dinamarca declaró una moratoria indefinida en el 2012 esperando cubrir el 51% de sus necesidades energéticas con energía eólica en 2020 y ser totalmente libre de combustibles fósiles en 2050; Alemania declaró la prohibición con algunas limitaciones en el 2016, la cual será revisada en el 2021; en el 2016 el Estado de Paraná en Brasil declaró la moratoria indefinida con el objetivo de prevenir los daños ambientales ocasionados por la perforación del suelo con el fracturamiento hidráulico; en Argentina, mediante la ley 10477 de 2017, la Provincia de Entre Ríos prohibió la actividad sustentándose en el artículo 41 de la Constitución Nacional Argentina, que consagra el derecho a un ambiente sano; Irlanda hizo lo propio mediante la ley de prohibición del fracturamiento hidráulico en el 2017; en Victoria, Australia se optó por la moratoria en el 2017 dentro de su territorio continental hasta el 2020; en Uruguay se decretó la prohibición mediante la ley 19585 del 2017.

Cordialmente,

**KATHERINE MIRANDA PEÑA
REPRESENTANTE A LA CÁMARA
PARTIDO ALIANZA VERDE**

**CÉSAR PACHÓN ACHURY
REPRESENTANTE A LA CÁMARA
PARTIDO MAIS**

**CÉSAR AUGUSTO ORTÍZ ZORRO
REPRESENTANTE A LA CÁMARA
PARTIDO ALIANZA VERDE**