



# GACETA DEL CONGRESO

SENADO Y CÁMARA

(Artículo 36, Ley 5ª de 1992)

IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA

www.imprenta.gov.co

ISSN 0123 - 9066

AÑO XXVII - Nº 1032

Bogotá, D. C., lunes, 26 de noviembre de 2018

EDICIÓN DE 60 PÁGINAS

DIRECTORES:

GREGORIO ELJACH PACHECO  
SECRETARIO GENERAL DEL SENADO

www.secretariasenado.gov.co

JORGE HUMBERTO MANTILLA SERRANO  
SECRETARIO GENERAL DE LA CÁMARA

www.camara.gov.co

RAMA LEGISLATIVA DEL PODER PÚBLICO

## SENADO DE LA REPÚBLICA

### COMENTARIOS

#### COMENTARIOS DE LA ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO A LOS PROYECTO DE LEY NÚMERO 58 DE 2018 SENADO

*por medio del cual se prohíbe en Colombia la utilización del fracturamiento hidráulico - Fracking - para la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.*

#### ACUMULADO CON LOS PROYECTOS NÚMEROS 71 DE 2018 SENADO

*por medio del cual se prohíbe en el territorio nacional la exploración y/o explotación de los Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos y se dictan otras disposiciones.*

#### Y 115 DE 2018 SENADO

*por medio de la cual se declara una moratoria al desarrollo de la actividad del fracturamiento hidráulico para la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales y se dictan otras disposiciones.*

CQU-CS-4554-2018

Bogotá, D. C., 22 de noviembre de 2018

Doctora

RUTH LUENGAS PEÑA

Jefe Oficina de Leyes

Senado de la República

Ciudad

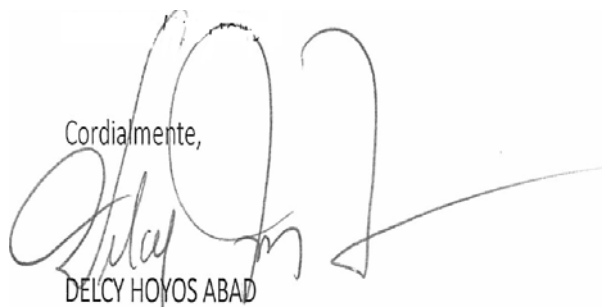
Respetada doctora:

Amablemente me permito hacer llegar a usted copia de los comentarios suscritos por

el doctor Francisco José Lloreda, Presidente Ejecutivo de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) al **Proyecto de ley número 58 de 2018 Senado**, por medio del cual se prohíbe en Colombia la utilización del fracturamiento hidráulico - Fracking - para la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, **acumulado con los Proyectos de ley números 71 de 2018 Senado**, por medio del cual se prohíbe en el territorio nacional la exploración y/o explotación de los Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos y se dictan otras disposiciones y 115 de 2018 Senado, por medio de la cual se declara una moratoria al desarrollo de la actividad del fracturamiento hidráulico para la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales y se dictan otras disposiciones, para su respectiva publicación en la **Gaceta del Congreso**.

La copia del documento se encuentra en el CD anexo a este oficio y consta de ciento diecisiete (117) folios.

Cordialmente,

Cordialmente,  


DELICY HOYOS ABAD

Secretaria General



Honorable Senador  
**JOSÉ DAVID NAME CARDOZO**  
 Presidente  
 Comisión Quinta de Senado

- **Comentarios al Proyecto de Ley 058 de 2018** “Por medio del cual se prohíbe en Colombia la utilización del fracturamiento hidráulico – *fracking* – para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”, acumulado con los proyectos:
  - Número 71 de 2018 Senado “Por medio del cual se prohíbe en el territorio nacional la exploración y/o explotación de los yacimientos no convencionales (YNC) de hidrocarburos y se dictan otras disposiciones”.
  - Número 115 de 2018 Senado “Por medio de la cual se declara una moratoria al desarrollo de la actividad del fracturamiento hidráulico para la exploración y explotación de Hidrocarburos en yacimientos no convencionales y se dictan otras disposiciones”.

Honorable Senador,

Reciban un saludo respetuoso de la Asociación Colombiana del Petróleo, ACP, y de las empresas afiliadas. La Asociación Colombiana del Petróleo-ACP, en su calidad de gremio de la industria de hidrocarburos en Colombia, el cual agrupa a las compañías operadoras que desarrollan actividades de exploración, explotación, transporte y distribución de petróleo y gas, combustibles líquidos y lubricantes, de manera respetuosa manifestamos los argumentos técnicos por los cuales consideramos que los proyectos de ley, por medio de los cuales se pretende prohibir el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales-YNC y/o declarar una moratoria para su exploración y explotación, deben ser archivados, teniendo en cuenta los argumentos que a continuación se exponen.

El presente documento se divide en los siguientes temas:

1. Desarrollo de Colombia e industria de hidrocarburos.
2. Generalidades y definición de YNC, estimulación hidráulica y *fracking*.
3. Evolución normativa en Colombia.
4. Preocupaciones y realidades del *fracking*.
5. Aspectos Económicos.
6. Argumentos jurídicos.

7. Principio de precaución.
8. Experiencias internacionales.
9. Conclusiones.

**1. DESARROLLO DE COLOMBIA E INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS:**

El desarrollo del país ha estado estrechamente ligado al de la industria. En efecto, a partir del descubrimiento de crudo en el campo La Cira-Infantas, en Santander, hace 100 años, el desarrollo de Colombia se dividió en dos: un antes y un después. Tal hecho le permitió al país empezar a exportar crudo desde 1926, en el marco de la Concesión de Mares, lo que continuó con la fundación de Ecopetrol, en 1951. Como lo señalan Caballero y Amaya (2011), “Desde finales del siglo XIX y, sobre todo, a principios del XX, el petróleo se convirtió en el producto fundamental para el funcionamiento de la economía de cualquier país. Los procesos de industrialización, modernización y progreso económico empezaron a requerir un mayor consumo de energía.”<sup>1</sup> Colombia no fue la excepción; el surgimiento de la industria petrolera impulsó el desarrollo de distintos sectores económicos en el país.

Con la construcción de la Refinería de Barrancabermeja, en 1922, Colombia logró además, autoabastecerse en la producción de combustibles y derivados del petróleo, dándose un nuevo impulso al desarrollo, en especial a la materia de comunicación terrestre, aérea y marítima, con la construcción de nuevas vías, puertos, aeropuertos y otros proyectos de infraestructura, sin perjuicio del encadenamiento e impulso de la industria, el comercio y el sector servicios, que desde entonces ha estado ligado a los hidrocarburos.

Con el tiempo la industria de hidrocarburos se convirtió en una de las más importantes del país, Ecopetrol en la empresa más importante del sector, del Estado y de Colombia, y en la más importante contribuyente en materia de impuestos. Es así como, en el año 2014, 30 empresas del sector pagaban el 30% del impuesto de renta; 3,500 empresas el 30% adicional, y el 40% restante, aproximadamente 2,000,000 de personas naturales y jurídicas. En el año 2013, para citar un ejemplo, la industria de hidrocarburos llegó a contribuir con \$33.5 billones, entre impuesto a la renta y CREE (\$11.2 billones), dividendos de Ecopetrol (\$13.2 billones), derechos económicos (\$0.8 billones) y regalías (\$8,2 billones). Es decir, equivalente al 76 % del presupuesto de inversión de la Nación y una suma equivalente a la totalidad del gasto público en defensa o en educación.

Con la caída de los precios internacionales a mediados de 2014, la renta petrolera cayó, llevando al Gobierno Nacional a compensarlo con dos reformas tributarias (2014 y 2016), y con un mayor endeudamiento; para este año, 2018, se estima que la industria volverá a

<sup>1</sup> Caballero Argáez, Carlos; Amaya Parra, Alfonso: “La fundación de Ecopetrol o el Pragmatismo de la Clase Dirigente Colombiana” en Ecopetrol: Sesenta Años de Historia (1951-2011), Universidad de Los Andes, Ecopetrol, Bogotá, 2011, pág. 38.



aportar importantes y cuantiosos recursos a las finanzas públicas, estimados en más de 10 billones sólo por concepto de impuestos y alrededor de 4 billones en regalías. En ese orden de ideas, Ecopetrol aprobó una distribución de dividendos de 3.6 billones, siendo importante indicar que el sector minero-energético lidera nuevamente la exportaciones.

Es importante indicar que los grandes beneficiarios de la industria petrolera han sido todos los colombianos. En efecto, la carga fiscal (*Government Take*) del sector en promedio es del 70%, es decir, de cada dólar o peso que se recibe por barril, ese porcentaje corresponde al Estado: se queda en el país. Si a lo anterior, se agrega que el 80% de la producción es de Ecopetrol o de ésta en asocio con empresas privadas en razón de contratos de asociación, se corrobora que la mayoría de la producción de la industria se traduce en recursos para la nación, los departamentos y los municipios. Dicho de otra manera, bien en razón de la participación de Ecopetrol en el mercado o de los aportes de las empresas privadas, asociadas o no a la estatal petrolera, la inmensa mayoría de los recursos del sector se quedan en Colombia, contribuyendo al desarrollo integral del país.

Así mismo, la industria petrolera es muy importante en términos de seguridad energética; dependiendo del régimen de lluvias las térmicas a gas producen entre el 25% y 30% de la energía y el gas natural es, hoy día, el que asegura la confiabilidad del sistema eléctrico. Además, el gas producido en Colombia llega a 9 millones de hogares, cumpliendo una función social. Recuérdese que el gas y el crudo son expresiones del mismo hidrocarburo, con una diferente estructura molecular. Ello explica que en la mayoría de casos el petróleo que se extrae sale con gas, además de agua, y que la mitad del gas natural que se produce en el país, en especial en los Llanos, se produce asociado a petróleo, lo que contribuye a que su costo en boca de pozo sea inferior al producido en aguas someras o al importado. De ahí la importancia de impulsar la exploración y producción de petróleo y gas en el país.

**2. GENERALIDADES Y DEFINICIONES: YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA Y FRACKING:**

Colombia está considerada como uno de los países de América del Sur con el potencial más significativo para gas y petróleo provenientes de Yacimientos No Convencionales, YNC tipo shale después de Argentina y de Brasil. Colombia también posee una ventaja geográfica estratégica en términos de la exportación de petróleo y de gas, por la existencia de sus dos costas en el pacífico y en el Caribe.

Entendiendo esta oportunidad, el Gobierno Nacional ofreció en el año 2012 sus primeros bloques de campos no convencionales, de los cuales seis fueron adjudicados en la ronda de licitación "Ronda Colombia 2012" y uno en la "Ronda Colombia 2014". Antes del 2012 se habían adjudicado más de 15 bloques que tienen el potencial para petróleo y gas no convencionales, en la actualidad, en virtud de la información suministrada por la ANH, son 9 los contratos que se encuentran vigentes para la exploración explotación de YNC en Colombia.

En el presente documento se expondrán los argumentos técnicos con el fin de desvirtuar tanto la exposición de motivos como el articulado de los proyectos de ley de la referencia, teniendo en cuenta, entre otros, que no existe claridad en las definiciones fundamentales, y se fundamentan en estudios desactualizados y carentes de validez para Colombia donde existe una regulación suficiente para cubrir cada una de las preocupaciones existentes sobre este tema.

Como primera medida, es indispensable diferenciar el término fracking con dos conceptos básicos que en los proyectos de ley no han sido delimitados correctamente y muchas veces se mezclan erróneamente: Estimulación hidráulica y Yacimientos No Convencionales, y en consecuencia, nos referiremos a las definiciones vigentes en la normatividad colombiana vigente.

**Yacimiento No Convencional (YNC):** En virtud establecido en el Decreto 3004 de 2013<sup>2</sup> un YNC se define como:

*"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.*

*Parágrafo: Los yacimientos no convencionales incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), gas y petróleo de lutitas (shale), hidratos de metano y arenas bituminosas."*

De la definición indicada se concluye que se trata de formaciones rocosas del subsuelo en donde se encuentra depositado el hidrocarburo, que tienen unas condiciones de baja permeabilidad que no permiten el movimiento del fluido almacenado en sus poros, denominadas rocas generadoras o roca madre, teniendo en cuenta que se trata de formaciones geológicas en las cuales el hidrocarburo se genera a partir de la descomposición de la materia orgánica depositada a lo largo de millones de años, combinando factores como la presión y temperatura.

La expresión "no convencional" hace referencia a la diferenciación del yacimiento convencional, donde el hidrocarburo el hidrocarburo que se generó en las rocas madre ascendió o migró a través del subsuelo durante millones de años, y quedó atrapado en trampas estratigráficas y/o estructurales, y su extracción ocurre a través de un sistema natural de presión del subsuelo. En los yacimientos no convencionales tipo "shale", el hidrocarburo no migró y quedó atrapado en la roca generadora, razón por la cual es necesaria la aplicación de una combinación de técnicas que permitan mejorar la

<sup>2</sup> "Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales" (Yacimientos no convencionales)



interconexión de los poros de la formación rocosa con el fin el hidrocarburo pueda fluir hacia los pozos y posteriormente, extraerlo de manera controlada.

Existen varios tipos de YNC, tal y como se indica a continuación:

YACIMIENTOS DE CRUDOS NO CONVENCIONALES	YACIMIENTOS DE GASES NO CONVENCIONALES
<p><b>Crudo asociado a Lutitas. (Oil Shale).</b> Petróleo que se encuentra en un tipo de roca arcillosa con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad denominado Shale o roca generadora.</p> <p><b>Yacimientos de crudo apretado (Tight Oil).</b> Petróleo proveniente de yacimientos con baja porosidad y permeabilidad.</p> <p><b>Arenas Bituminosas (Oil Sands).</b> Arenas impregnadas en petróleo extrapesado, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad el cual se extrae mediante técnicas mineras de cielo abierto (estos recursos no son parte del interés exploratorio en el país).</p>	<p><b>Gas asociado a Lutitas. (Shale Gas).</b> Gas natural que se encuentra en un tipo de roca arcillosa con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad denominado Shale o roca generadora.</p> <p><b>Gas apretado (Tight Gas).</b> Gas natural contenido en rocas con baja porosidad y permeabilidad.</p> <p><b>Gas Metano asociado a mantos de carbón. (Coalbed Methane).</b> Gas natural extraído de capas de carbón.</p> <p><b>Hidratos de metano.</b> Compuestos de metano en estado sólido similar al hielo, que se encuentra en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 m (estos recursos no son hoy parte del interés exploratorio en el país).</p>

**Estimulación hidráulica:** La Resolución 0048 de 2015 del Ministerio de Minas y Energía<sup>3</sup>, define la estimulación así:

*“Estimulación: Tratamiento a la formación productiva de un pozo con el objetivo de mejorar o buscar su productividad”*

Existen muchos tipos de estimulación los cuales son usados dependiendo de las características propias de cada yacimiento, particularmente la estimulación hidráulica, de acuerdo a la Resolución 90341 del 2014 del Ministerio de Minas y Energía<sup>4</sup> se define como:

*“Estimulación hidráulica: Tratamiento a la formación de interés o productora de un pozo a través del uso de un fluido de estimulación con el objetivo de mejorar su productividad. Esta estimulación se realiza a través del bombeo de un fluido*

<sup>3</sup> “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera”  
<sup>4</sup> “Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”.

*compuesto por agua, químicos y propano a una alta presión por el hueco del pozo, con el fin de inducir fracturas en la roca para aumentar su permeabilidad.”*

La estimulación hidráulica es la tecnología desarrollada desde la década de los 50 para mejorar la comunicación entre el yacimiento y el pozo, y que involucra inyección de fluidos y propanos (arenas muy finas) a alta presión. Cabe aclarar que no solo los YNC requieren estimulación hidráulica, esta técnica es ampliamente usada en yacimientos convencionales.

La definición es clara y en Colombia se realizan trabajos de este tipo en pozos verticales desde el año 1957<sup>5</sup> tanto en yacimientos convencionales como en YNC.

**Fracking:** Es una denominación informal que mundialmente hace referencia al desarrollo de hidráulicas multi-etapa en pozos horizontales utilizada para extraer hidrocarburos de formaciones geológicas tipo *shale*, que tienen como característica principal buena porosidad, pero muy baja permeabilidad, por lo tanto no hay interconexión que permita el movimiento de fluidos en su interior. Se desarrolla mediante la combinación de tecnologías de perforación de pozos verticales en el subsuelo y mediante el uso de equipos de alta tecnología se realiza la inclinación del pozo hasta lograr navegar por el subsuelo de manera horizontal, atravesando el espesor de las formaciones apretadas profundas. Posteriormente, con la inyección por etapas de agua a presión, arena y aditivos, en la sección horizontal, se crean micro-fisuras en las rocas, facilitando que el petróleo o gas que está atrapado, fluya de manera controlada a la superficie.

Es un procedimiento que permite mejorar la permeabilidad de las rocas en las que el hidrocarburo se encuentra atrapado con el fin de facilitar su extracción. Este fracturamiento consiste en la inyección de un fluido compuesto de agua (90%), propano (arena o microesferas de cerámica) (9,5%) y aditivos químicos (0,5%) a alta presión sobre la roca, para que esta se fracture y permita el flujo del gas o petróleo que están atrapados en ella hacia el pozo.

Las fracturas que se crean en este tipo de operaciones se extienden hasta los 100 – 200 metros del centro del pozo y tienen el grosor de unos pocos milímetros (comparable al grosor de un cabello). En algunos casos se hacen fracturas en serie, en intervalos de aproximadamente 100m a lo largo del pozo horizontal (fracturamiento multi-etapa).

Después de la inyección del fluido, la presión disminuye y la fisura tiende nuevamente a cerrarse, por lo tanto, la arena (propano) que hace parte del fluido de fracturamiento tiene la función de mantener las fracturas abiertas para que fluyan los hidrocarburos. Una vez el fracturamiento hidráulico es completado, parte del fluido inyectado es conducido hacia la superficie de manera controlada, lo que se denomina flujo de retorno (flowback) y otra

<sup>5</sup> El pozo Infantas 167 fue el primero en registrar esta técnica en el país



3. EVOLUCIÓN NORMATIVA EN COLOMBIA:

Como primer antecedente normativo y de política pública en Colombia se tiene el Conpes 3517 de 2008 "Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón", en el cual se establecieron los primeros lineamientos de exploración de YNC.

Posteriormente, en el Plan Nacional de Desarrollo (2010–2014), el Gobierno estableció la necesidad de identificar y aprovechar los recursos hidrocarburos del país así: "Como parte de este esfuerzo es necesario identificar y materializar el potencial en yacimientos no convencionales, considerando aspectos ambientales y promoviendo la maximización de la explotación del recurso, en concordancia con la situación de abastecimiento energético del país. Para ello, el Gobierno nacional contratará los estudios necesarios para establecer un modelo contractual y elaborará la reglamentación técnica necesaria para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, (...)"

A finales del año 2012, varios países habían declarado moratoria y prohibiciones sobre el fracking en sus territorios en respuesta a riesgos ambientales potenciales, especialmente aquellos asociados a la contaminación de aguas subterráneas.

Estas acciones generaron inquietud a las autoridades ambientales de Colombia. Razón por la cual, éstas decidieron abordar este debate internacional, formulando y desarrollando un Programa de Gestión de Conocimiento académico, construido como un intento para entender, desde el punto de vista técnico, cada asunto ambiental asociado con la actividad y cómo abordarlo.

Este proceso concluyó en la publicación de un nuevo marco reglamentario para las actividades de exploración y producción de YNC el cual exigió la comunicación y coordinación entre el Ministerio del Ambiente y del Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El Programa de Gestión de Conocimiento apuntaba adquirir la mejor información técnica disponible, especialmente la proveniente de países que tuviesen la experiencia más robusta, como Canadá y Estados Unidos, así como la proveniente de países o estados que hubiesen declarado una oposición a la actividad. El Programa involucró cuatro talleres, realizados en Bogotá y para los cuales el Gobierno Nacional contó con la experiencia de 24 expertos, tal y como se muestra en la siguiente tabla<sup>6</sup>:

<sup>6</sup> Grafton R. Q., Cronshaw, J. G., & Moore, M.C. (Eds.). (2016). Chapter 12. Risks, Rewards and Regulation of Unconventional Gas: A Global Perspective. Cambridge University Press.

parte se queda atrapado en la roca fisurada.

En cuanto a la profundidad, si bien existen rocas de shale a diferentes niveles estratigráficos, solo a ciertas profundidades se encuentran los shales que pueden producir hidrocarburos. El hidrocarburo que se extrae de estos yacimientos puede estar a diferentes profundidades dependiendo de la geología de cada una de las áreas, sin embargo, se estima que en Colombia se encuentren entre los 1.500 m y 5.000 m o más (4.500 pies – 15.000 pies). El fracking únicamente se realizará en las zonas de shales productivos, a esas profundidades.

Por ejemplo, en los Estados Unidos la mayoría de los YNC tipo shale se encuentran a profundidades mayores a los 1.000 metros, en Argentina a 2.400 metros, en China entre 3.000 y 5.000 metros y en Sudáfrica a 2.500 metros.

En este punto es preciso resaltar que no todos los YNC requieren la aplicación de fracking para su extracción, por ejemplo: arenas bituminosas, gas en mantos de carbón e hidratos de gas. Por otra parte, es importante también aclarar que la estimulación hidráulica es una tecnología que ha sido usada y seguirá siendo usada para mejorar la producción de los yacimientos convencionales.

La tecnología del "fracking" ha sido desarrollada masivamente en USA desde comienzos de la década del 2000, desde esa fecha y hasta hoy han sido perforados y estimulado más de 1 millón de pozos. La técnica se ha perfeccionado en los últimos años y ha permitido realizar trabajos seguros, con productos químicos que no causan afectaciones al ambiente.

Utilización del fracturamiento hidráulico en Colombia: El fracturamiento hidráulico como tecnología de estimulación de yacimientos para la producción de hidrocarburos inició en Norteamérica en el año 1947 y en Colombia se viene utilizando desde hace varias décadas, habiendo sido implementado en cerca de 16 campos petroleros por diferentes compañías operadoras, distribuidos a lo largo del país en cuencas geológicas como: El Piedemonte Llanero, Llanos, Valle Superior del Magdalena, Putumayo, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo, Cesar, Guajira y Cordillera.

El número de pozos en que se ha usado la tecnología del fracturamiento hidráulico en Colombia puede llegar a un número cercano a los 400, y se han realizado más de 800 procesos de fracturas en los pozos intervenidos mediante el uso de estimulación hidráulica en pozos verticales en yacimientos convencionales, así mismo la aplicación tecnológica de realizar perforaciones horizontales es ampliamente utilizada en el país hace décadas.

Es la combinación de estas técnicas de perforación horizontal, seguida de estimulaciones hidráulicas en distintas etapas, pero aplicadas a Yacimientos No Convencionales lo que aún no se ha realizado en el país.



Asunto	Tópico abordado	Experto	Institución
Protección del agua y uso del agua	Marco regulatorio y protección del agua	John Deutch	MIT
	Protección de aguas subterráneas y gestión de aguas de flujo	David Yoxheimer	Universidad Estatal de Pennsylvania
Geología y sismicidad	Sismicidad inducida asociada a pozos de inyección	Mark Zoback	Universidad de Stanford
	Principios geológicos de yacimientos tipo shale O&G	Thomas Grimshaw	Universidad de Texas
Ecosistema, asuntos socioeconómicos y disturbios comunitarios	Huellas ecológicas y gestión del ecosistema	Kathryn Mutz	Universidad Boulder Colorado
	Aspectos socioeconómicos de yacimientos tipo shale E&P	Iryna Lendel	Universidad Estatal de Cleveland
	Oferta y demanda de mano de obra y asuntos comunitarios	Jon Laughner	Universidad Estatal de Pennsylvania
	Emissiones	Aviezer Tucker	Universidad de Texas
	Reglas de oro IEA y yacimientos tipo shale en proyecciones del consumo mundial	Susan Stuver	Texas A&M University
Marco regulatorio	Caso de estudio en Colorado	David Neslin	Comisión de Conservación O&G, Colorado

A los talleres asistieron participantes de diferentes ramas: autoridades ambientales y técnicas, representantes de la industria, entidades de control, universidades, entre otras. Luego de la celebración de estos talleres, se llevaron a cabo una serie de visitas a las áreas de operaciones en la Columbia Británica y en Texas. Representantes del MME, el MIADS, la ANLA y la ANH visitaron los sitios de ejecución de fracking en áreas remotas y densamente pobladas.

Los principios de desarrollo del marco regulatorio colombiano fueron los siguientes<sup>7</sup>:

Principio	Valor
Aplicar y aprender lecciones de países experimentados.	La regulación y ejecución del proyecto se beneficia de tecnologías probadas y de las mejores prácticas.

<sup>7</sup> Grafton R. Q., Cronshaw, I. G., & Moore, M.C. (Eds.), (2016). Chapter 12. Risks, Rewards and Regulation of Unconventional Gas: A Global Perspective. Cambridge University Press.

Definir y tratar por separado los retos de la fase exploratoria y de la fase de producción.	Es de especial importancia en el marco regulatorio ambiental, puesto que este principio permite la puesta en el sitio de los requisitos que pueden no ser aplicable en la fase de exploración, pero que son totalmente implementables en la fase de producción, como por ejemplo las culminaciones ecológicas.
Suministrar respuestas técnicas al público.	La regulación debe tener bases técnicas de modo que la información se adquiera durante todo el ciclo de vida del proyecto. Por lo tanto, habrá disponibilidad de gata cuantitativa para responder adecuadamente a las inquietudes del público.
Aplicar principios de prevención.	Este principio previene impactos potenciales que pudieran suceder si no hubiese suficiente información sobre la ciencia detrás del impacto, por ejemplo, que no se permitiese la disposición de aguas superficiales debido a la incertidumbre en cuanto hacia en presencia o no de material radioactivo que ocurre naturalmente en el reflujó.
Mejorar continuamente las regulaciones.	A medida que se desarrolla la actividad, las regulaciones de base y regionales deben ser desarrolladas y ajustadas a las necesidades locales.

Con estos insumos, se desarrolló una regulación definitiva basada en los resultados del Programa de Gestión del Conocimiento, manteniendo un balance entre la regulación basada en el desempeño y la prescriptiva, distinguiendo la buena práctica de los requerimientos obligatorios y generando requerimientos a la medida del contexto colombiano. Dos regulaciones fundamentales surgieron de este proceso:

- Decreto 3004 de 2013 y Resolución 90341 de 2014 del MME, que establecen los requerimientos técnicos para los E&Ps de los YNC.
- Términos de referencia de los estudios de impacto ambiental para explotación de hidrocarburos, con un anexo para yacimientos no convencionales, que fueron adoptados por medio de las Resolución 0421 DE 2014 del MADS.

En estas regulaciones cada una de las preocupaciones existentes fueron abordadas desde el punto de vista técnico: protección de aguas subterráneas, medidas preventivas de estimulación hidráulica, supervisión de línea de base de las aguas subterráneas, tratamiento y disposición de aguas residuales, uso de agua potable, sismicidad, emisiones y aditivos químicos. El resultado de lo anterior es que hoy Colombia cuenta un marco regulatorio suficiente para hacer actividades de YNC sostenibles desde el punto de vista técnico, ambiental, social.



En materia contractual, la ANH expidió el Acuerdo 003 de marzo 2014 el Reglamento de contratación para la exploración y explotación de YNC y el Anexo 4 de los Términos de Referencia de la Ronda Colombia 2012. Este documento establece los requisitos contractuales, la experticia técnica y financiera de las empresas, así como las obligaciones de inversión y las garantías correspondientes. Con estas obligaciones, el Estado aseguró que sólo empresas con alta capacidad técnica y financiera, y con una comprobada experiencia, pudieran operar este tipo de yacimientos.

En la siguiente tabla se presenta el listado de las principales normas técnicas y ambientales aplicables para el desarrollo de YNC en Colombia.

Norma	Publicada por:	Objeto
Resolución 181495 de 2009	MME	"Por la cual se establecen medidas en materia de Exploración y Explotación de Hidrocarburos"
Resolución 180005 de 2010	MME	"Por la cual se adopta el Reglamento para la gestión de los desechos radiactivos en Colombia."
Resolución 760 de 2010	MAVDT	"Por la cual se adopta el Protocolo para el Control y Vigilancia de la Contaminación Atmosférica Generada por Fuentes Fijas"
Circular 4 de 2010	ANH	"Mecanismos de participación ciudadana en el desarrollo de proyectos hidrocarbúferos"
Resolución 180742 de 2012	MME	"Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales."
Acuerdo 4 de 2012	ANH	"Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente, y se fijan reglas para la gestión y el seguimiento de los respectivos contratos."
Decreto 3004 de 2013	MME	"Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales"
Acuerdo 3 de 2014	ANH	"Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar el Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias"
Resolución 90341 de 2014	MME	"Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales"
Resolución 0421 de 2014	MADS	"Por la cual se adoptan los Términos de Referencia Para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos y se toman otras determinaciones"
Decreto 1076 de 2015	MADS	"Decreto único reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible"

Resolución 40048 de 2015	MME	"Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera"
Resolución 0631 de 2015	MADS	"Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones."
Decreto 1668 de 2016	MT	"Por el cual se modifica la sección 2 del capítulo 6 del título 1 de la parte 2 del libro 2 del Decreto 1072 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Trabajo, referente a la contratación de mano de obra local en municipios donde se desarrollen proyectos de exploración y producción de hidrocarburos, y el artículo 2.2.6.1.2.26. del mismo decreto"
Resolución 41226 de 2016	MME	"Por medio de la cual se modifica la resolución 90874 de 2014. Por la cual se establecen los requisitos y procedimientos para la expedición de autorizaciones para el empleo de fuentes radioactivas y de las inspecciones de las instalaciones radiactivas"
Acuerdo 2 de 2017	ANH	"Reglamento para la contratación de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos"
Resolución D-149 de 2017	SGC	"Por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de hidrocarburos en yacimientos no convencionales."
Resolución D-277 de 2017	SGC	"Por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales."
Decreto 050 de 2018	MADS	"Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 1076 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible en relación con los Consejos Ambientales Regionales de las Macrocuenas (CARMAC), el Ordenamiento del Recurso Hídrico y Vertimientos y se dictan otras disposiciones"
Decreto 1496 de 2018	MT	"Por medio del cual se adopta el Sistema Global Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos Químicos y se dictan otras disposiciones en materia de Seguridad Química"

Como puede verse, no es cierto tal y como se ha afirmado por varios sectores, de manera insistente que Colombia no está preparada para desarrollar los YNC, toda vez que el país, lleva más de 10 años preparándose para la posibilidad de explorar y, en el evento en el que se compruebe el potencial geológico, posteriormente explotar hidrocarburos en estos yacimientos. Se ha establecido una regulación, que tal según lo mencionado por expertos internacionales, recoge los más altos y estrictos estándares.

Cabe anotar, que en los últimos años, de nuevo con expertos nacionales e internacionales se han venido analizando los requerimientos para los Términos de Referencia para la fase de producción. Es necesario aclarar que si bien existen borradores preliminares, lo cierto es que en la actualidad, estos términos aún no han sido expedidos.



**4. PREOCUPACIONES Y REALIDADES DEL FRACKING:**

**4.1 Recurso Hídrico.**

**a. Uso de agua:** La operaciones del sector de hidrocarburos se realizan bajo el marco normativo nacional, por lo tanto, antes de tomar agua de cualquier fuente del ecosistema sea superficial o subterránea, se deben solicitar ante las autoridades ambientales mediante el licenciamiento ambiental los permisos de captación y aprovechamiento del recurso hídrico, los cuales se solicitan en unidades de caudal (ej. litros/segundo) y su volumen máximo otorgado dependerá de la disponibilidad del recurso, huella hídrica de la cuenca hidrográfica, estrés ambiental, así como usuarios de las fuentes objetivo.

La operación de fracking utiliza volúmenes de agua similar a las actividades en yacimientos convencionales, la diferencia está en los periodos en los que se usa. En los yacimientos convencionales se utiliza el recurso hídrico con volúmenes más bajos, pero a lo largo de la vida útil de los mismos que pueden ser de 20 a 30 años. Para el caso de los YNC tipo shale, se estima que por pozo se requiera un volumen de agua que puede variar en un rango entre 2.000 m<sup>3</sup> hasta 20.000 m<sup>3</sup>, en el cual el recurso hídrico se utiliza en cortos periodos de tiempo, normalmente por una única vez al inicio de cada pozo y dependiendo del número de etapas de fracturamiento hidráulico puede variar entre 1 y 4 semanas; posteriormente el agua inyectada vuelve como fluido de retorno, el cual se almacena, se trata y se reutiliza nuevamente cuantas veces sea posible en el mismo pozo o en otros en ciclos cerrados, con el objetivo de no captar agua nuevamente de las fuentes hídricas por la vida útil del pozo.

Como ejemplo, para el caso de la estimulación hidráulica en pozos de YNC tipo shale en Colombia se utilizarían aproximadamente 20 mil metros cúbicos de agua por pozo (actividad realizada una sola vez, durante la vida útil de un 1 pozo, en un periodo de 20 años), para un cultivo de arroz de riego acorde con el DANE, para 1 hectárea, se utilizan aproximadamente 7.402 m<sup>3</sup> de agua por ciclo, es decir 14.804 m<sup>3</sup> por año, lo cual para un periodo comparable de 20 años, da un total de 296.000 m<sup>3</sup> de agua utilizada únicamente para 1 hectárea, lo cual es equivalente a casi 15 veces más el volumen total requerido.

**b. Manejo de Aguas Subterráneas:** Las aguas subterráneas que puedan prestar un servicio ecosistémico para las comunidades, habitualmente se encuentran entre el nivel freático (sub- superficial entre 1 m – 10 m) y los acuíferos subterráneos pueden llegar a encontrarse entre los 300-500 metros de profundidad (900 pies – 1.500 pies).

Durante la perforación, al igual que en los yacimientos convencionales, se emplean múltiples capas de tuberías de acero gruesas y huecas denominadas revestimientos, las cuales se instalan y cementan, para proporcionar la principal barrera de aislamiento de los fluidos de perforación, fracturamiento y producción, con el objetivo de prevenir fugas hacia capas más superficiales del subsuelo o hacia los acuíferos manteniendo la integridad de los

pozos y garantizando las operaciones de manera controlada.

Sea que se trate de un pozo exploratorio o para desarrollo de yacimientos convencionales o no convencionales, los operadores deben presentar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos los estudios técnicos que soportan el diseño estructural del pozo en cuestión, los cuales deben ser evaluados y aprobados antes de iniciar cualquier operación.

En el diseño del pozo se especifican los diferentes revestimientos que serán instalados con el propósito de aislar el interior de este con posibles acuíferos existentes en el área donde se pretende hacer la perforación. A diferencia de los desarrollos convencionales, en los YNC el diseño y selección de materiales debe considerar la resistencia y el monitoreo a las altas presiones a las que se van a inyectar los fluidos de fracturamiento.

El fracturamiento hidráulico típicamente ocurre a más de 1.500 metros por debajo del nivel freático, el cual está separado por decenas o cientos de capas de roca sello respecto a la zona a ser intervenida en el fracturamiento, por lo tanto, el riesgo de contaminación por esta actividad es extremadamente reducido.

**c. Retorno del agua a la superficie.** Después de ser inyectada el agua en el yacimiento no convencional, parte del fluido de fracturamiento retorna a superficie por un periodo de días hasta algunas semanas. El volumen total de fluido de retorno depende de las características de cada yacimiento y puede estar entre el 20% y 50% del volumen inyectado.

**d. Composición de los Fluidos de Fracturamiento y del Fluido de Retorno.** El fluido que se utiliza para la fracturación hidráulica está compuesto típicamente por agua (90%), propano (9,5%) y aditivos químicos (0,5%), éstos aditivos en general son usados en nuestra vida diaria. El propano que es básicamente arena o microesferas de cerámica, permiten que la fractura quede abierta permitiendo mantener los caminos por donde puede fluir el hidrocarburo de manera controlada al pozo. La Tabla No.1 presenta los aditivos (entre 4 y 16 clases) frecuentemente utilizados que componen el 0,5% de los fluidos de fracturamiento, así como el objetivo de su uso.

Aditivos de Fracturamiento			
Tipo de aditivo	Componentes principales	Objetivo	Uso común del Compuesto
Ácido diluido (15%)	Ácido Clorhídrico o muriático	Ayuda a disolver minerales e iniciar las fracturas en la roca.	Químico utilizado para limpieza de piscinas recreativas
Bloquea	Gluteraldehído	Elimina las bacterias en el agua que pueden producir corrosión	Desinfectante, utilizado para esterilizar equipo médico y dental.



ambiental durante el proceso de Licenciamiento Ambiental así como en el posterior seguimiento y control, incluidas sus respectivas hojas de seguridad y fichas de atención médica en caso de emergencia, así como las características para la gestión ambiental en caso de derrames.

**e. Manejo el fluido de retorno:** El fluido de retorno requiere almacenamiento en superficie en tanques cerrados y protegidos con diques, el cual debe realizarse de forma segura para prevenir potenciales derrames, fugas o goteos que generen contingencias. El fluido de retorno por lo general es separado en superficie (separación bifásica de hidrocarburos y la mezcla de agua con compuestos hidrosolubles), una vez separado, la solución óptima es la reutilización mediante la recirculación de éste para nuevos fracturamientos.

Si el fluido no tiene la especificidad requerida para ser reutilizado en nuevas etapas del pozo, se le realiza un tratamiento que permite su correcta disposición, con base en los parámetros normativos existentes, reinyectándolo en el mismo yacimiento o en otra formación receptora con las capacidades de confinación requeridas. La tecnología actual permite que las aguas del proceso sean tratadas con alta efectividad para garantizar los estándares normativos requeridos.

Con respecto al fluido que queda en el subsuelo, parte del fluido de fracturamiento que se utiliza se queda en el yacimiento y queda atrapada en los microporos de las formaciones por las fuerzas de tensión superficial y capilaridad, lo cual hace que su migración hacia estratos más superficiales sea improbable y queden almacenados sin peligro de migración a acuíferos superficiales.

Arriba en superficie y en capas mucho más someras, la integridad de los pozos, mediante la instalación de equipos de monitoreo en fondo, sistemas de regulación de presión y múltiples revestimientos cementados, garantizan que los fluidos no entren en contacto con el sistema hídrico natural, creando un sistema cerrado y controlado; éstos se ubican especialmente en formaciones con presencia de acuíferos aprovechables en donde son reforzados con hasta seis barreras simultáneas e independientes.

**f. Contaminación de aguas subterráneas por fallas en la integridad de los pozos:** Los pozos son diseñados en función de que soporten con un margen de seguridad los diferentes esfuerzos a los que se verán sometidos durante toda su vida productiva. Además, las tuberías y cementos usados son especialmente diseñados para este fin.<sup>8</sup>

La Resolución 90341 de 2014 del MME establece altos estándares para la construcción de pozos en YNC los cuales deben ser verificados por la ANH antes de realizar cualquier actividad de estimulación hidráulica. Esta normativa establece entre otros parámetros:

<sup>8</sup> Sugden, C., Ring, G. A., Chambers, M. R., & Suryanarayana, P. V. (2012, January 1). Special Considerations in the Design Optimization of High Rate, Multistage Fractured Shale Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/151470-MS

"Breaker"	Persulfato de amonio	Retrasa el rompimiento de las cadenas de polímeros de los geles.	Agente blanqueador utilizado en detergentes y cosméticos para el cabello, y en la manufactura de plásticos de uso domésticos.
Inhibidor de Corrosión	N,N-dimetil formamida	Previene la corrosión de la tubería	Utilizado en farmacéuticos, fibras acrílicas y plásticos.
"Crosslinker"	Salas de borato	Mantiene la viscosidad del fluido cuando aumenta la temperatura	Detergentes de lavandería, jabones de manos y cosméticos.
Reducción de fricción	Poliacrilamida	Minimiza la fricción entre el fluido y la tubería	Tratamiento de agua y acondicionador del suelo.
	Acete mineral		Removedor de maquillaje, laxativos y dulces.
Gel	Guar gum o celulosa de hidroxietilo	Engrosa el agua para que la arena quede en suspensión	Cosméticos, dentífrico, salsas, alimentos cocinados, helados
Control de hierro	Ácido cítrico	Previene la precipitación de óxidos de metal	Aditivo de alimentos, saborizante de alimentos y bebidas, jugo de naranja
KCl	Cloruro de potasio	Crea un fluido de salmuera	Sustituto de sal bajo en sodio
"Scavenger" de oxígeno	Bisulfito de amonio	Elimina el oxígeno del agua para proteger la tubería de corrosión del agua	Cosméticos, procesamiento de alimentos y bebidas, tratamiento del agua
Agente para ajuste de pH	Carbonato de sodio o de potasio	Mantiene la efectividad de otros componentes como los "cross linkers"	Productos de limpieza, detergentes, jabones, vidrio y cerámicas
Proppant	Sílice, arena de cuarzo	Permite que las fracturas permanezcan abiertas para permitir que el hidrocarburo escape	Filtración para agua potable, arenas infantiles, concreto, morteros de ladrillo
Inhibidor de sarro	Glicol etileno	Previene la formación de depósitos de sarro en la tubería	Anti congeladores de automóviles, limpiadores domésticos, agente deshielante
Surfactante	Isopropanol	Utilizado para incrementar la viscosidad del fluido de fracturamiento	Limpiador de vidrios, antiperspirante y tinturante de cabello.

Aditivos utilizados en el fluido de fracturamiento (tomado de la revista Geology.com)

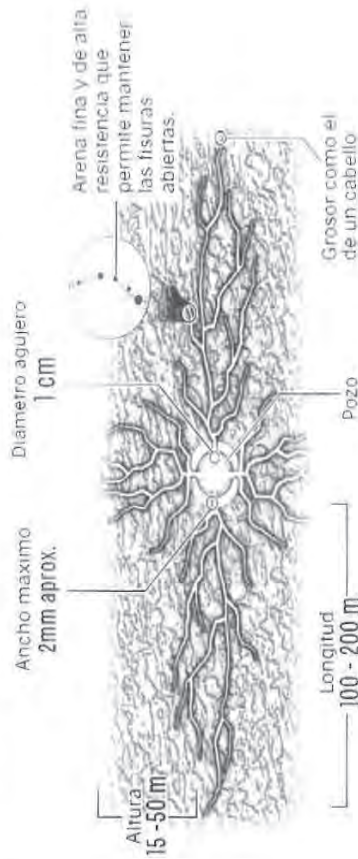
Las compañías tienen como política publicar la información de los químicos que utilizan en sus operaciones de fracturamiento. Algunos proveedores solicitan cláusulas de confidencialidad por considerarse un secreto de mercado. Sin embargo, en Colombia, es obligatoria la entrega de la información detallada de cada aditivo utilizado a la autoridad



g. Contaminación de aguas subterráneas por conexión hidráulica con acuíferos: Los miles de metros de espesor de roca entre la zona de estimulación hidráulica y los acuíferos funcionan como una barrera natural para la propagación de las microfisuras generadas. Es necesario mencionar en este punto, que las microfisuras crecen de forma limitada debido a las propiedades mecánicas y petrofísicas características de cada intervalo.

En el estudio realizado por Kevin Fisher y Norm Warpinski denominado "Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data"<sup>9</sup> se analizó el crecimiento de las fracturas en miles de pozos de YNC tipo shale a partir de datos de microsísmica y microdeformación, concluyendo que las fracturas se encuentran contenidas, y que los modelos usados para su predicción y los diferentes mecanismos de formación considerados, fueron acertados.

Otro estudio publicado en la revista "Marine and Petroleum Geology"<sup>10</sup>, acerca de las dimensiones que pueden alcanzar las fracturas inducidas en los trabajos de estimulación hidráulica en YNC, concluyó que existe menos de 1% de probabilidad que las fracturas se extiendan más de 350 metros verticalmente. Adicionalmente, que teniendo en cuenta las actividades de estimulación que se realizan (usualmente a profundidades de 1.5 a 5 Km) y los acuíferos potencialmente aprovechables para el ser humano (que se encuentran típicamente a 300 metros), no es realista pensar que una fractura inducida pueda conectarse con los acuíferos.

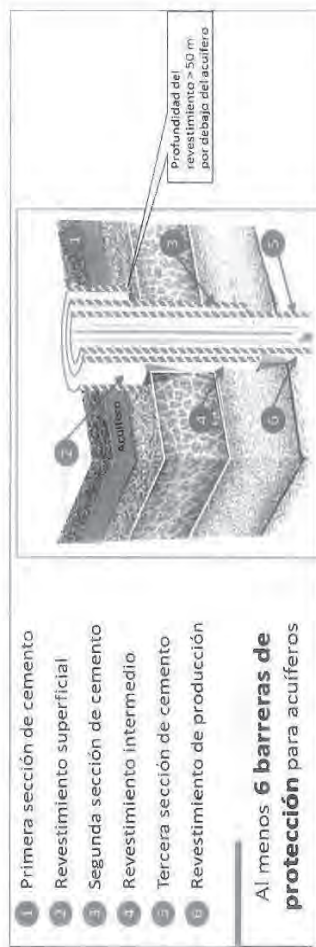


<sup>9</sup> Fisher, M. K., & Warpinski, N. R. (2012, February 1). Hydraulic-Fracture-Height Growth: Real Data. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/145949-PA

<sup>10</sup> "Hydraulic fractures: How far can they go?" by Richard J. Davies, Simon Mathias, Jennifer Moss, Steinar Hustoft, and Leo Newport, published in Marine and Petroleum Geology, 2012.

- El revestimiento superficial debe ser sentado hasta una profundidad no menor de ciento cincuenta pies (~50m) por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo.
- Los revestimientos superficial y conductor deben ser cementados hasta superficie.

De este modo los pozos durante su perforación **son reforzados hasta con 6 barreras independientes de cemento y acero que protegen los acuíferos** y no permiten el contacto de estos con los hidrocarburos o el fluido de fractura como se aprecia en la siguiente figura.



Existen, adicionalmente, elementos de control establecidos en la misma norma, tales como:

- Si existe evidencia de cualquier cementación defectuosa, debe informarse a la ANH y debe detenerse la perforación del pozo hasta realizadas las acciones correctivas.
- Se debe realizar una prueba de presión durante la perforación del pozo para verificar la integridad a cada uno de los revestimientos, los resultados de estas son conocidos por la autoridad competente (ANH).
- Se deben tomar registros de calidad de cemento tipo CBL-VDL, que deberán ser enviados a la ANH con su respectiva interpretación, certificando que la cementación fue exitosa y por tanto el pozo cumple con las condiciones de integridad.

Es importante destacar que antes de realizar las actividades, se realiza una prueba de presión al pozo con el fin de determinar su integridad; de igual forma, durante los trabajos de estimulación es monitoreada la presión del anular del pozo y en caso de observarse un incremento respecto a la presión del trabajo deben detenerse las actividades, en virtud de lo establecido en el artículo 12 de la mencionada Resolución 90341 del MME.



Previo a las actividades de estimulación hidráulica se realiza un diseño detallado donde entre otros aspectos se estiman las dimensiones de las microfrazuras según lo establecido en el Artículo 11 de la Resolución 90341 de 2014 del MME.

La Resolución 90341 en materia de protección de acuíferos adicionalmente establece:

- Los requerimientos para el conductor y el casing de superficie deben llevar cemento hasta la superficie y 150 pies (50m) por debajo del acuífero de agua potable más profundo encontrado.
- Los requerimientos para los casings intermedios y de producción incluye la cementación de 500 pies (170m) por encima del zapato y la realización de pruebas de cemento tipo CBL.
- El casing intermedio debe sellar todos los horizontes que puedan tener presencia de crudo y gas.
- Todos los casings deben pasar por pruebas de presión. El cemento debe estar diseñado para resistir 300 psi por 24 horas y 800 psi por 72 horas.
- En caso de evidenciarse cementación inadecuada, se deben suspender las actividades de perforación e implementar acciones correctivas y mostrar evidencia de éxito en su implementación para ser enviadas a las autoridades.

Adicionalmente, durante las actividades de estimulación se realiza un estricto monitoreo en superficie de las diferentes presiones con el fin de garantizar la integridad del pozo durante toda la operación.

h. Contaminación de suelos y aguas superficiales por descargas directas: En Colombia el vertimiento directo de los fluidos de retorno y aguas de producción provenientes de YNC en cuerpos de aguas superficiales, alcantarillados y suelos está prohibido, según lo establecido en la Resolución 0631 de 2015<sup>11</sup> y en el Decreto 050 de 2018<sup>12</sup>. Adicionalmente, el manejo y transporte de químicos en superficie está regulado por el Decreto 1609 de 2002<sup>13</sup>, donde se establecen estrictas medidas preventivas para el manejo y transporte de sustancias químicas incluidas las usadas en las actividades de estimulación.

<sup>11</sup> Resolución 631 de 2015, expedida por el MADS. "Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones".

<sup>12</sup> Decreto 050 de 2018 del MADS. "Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 1076 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible en relación con los Consejos Ambientales Regionales de la Macrocuenca (CARMAQ), el Ordenamiento del Recurso Hídrico y Vertimientos y se dictan otras disposiciones".

<sup>13</sup> Decreto 1609 de 31 de Julio de 2002. "por el cual se reglamenta el manejo y transporte automotor de mercancías peligrosas por carreteras".

**4.2. Generación de actividad sísmica**

a. Generación de actividad sísmica desencadenada por actividades de estimulación hidráulica: Existen estudios que ilustran la posibilidad de generar sismicidad inducida por actividades humanas que puedan acelerar un estrés natural en una falla geológica activa. Varias actividades pueden causar fenómenos de micro sismicidad tales como la construcción de edificios de gran escala, la construcción de pozos de agua para consumo humano, entre otras.

La energía empleada durante las actividades de estimulación hidráulica genera ondas sísmicas en rangos hasta 100.000 veces menores a los perceptibles por los seres humanos y, por tanto, muy lejos de las que pueden generar cualquier tipo de daño. La energía liberada durante el trabajo de estimulación hidráulica no es superior a cuando rompemos una roca en superficie con un martillo. Esta actividad no compromete en sentido alguno la estabilidad o integridad del suelo o terreno.

Un estudio realizado por la Universidad de Durham<sup>14</sup> donde se analizaron datos de registros micro-sísmicos obtenidos durante las operaciones de estimulación hidráulica en YNC, evidenció que existe un riesgo menor al 1% de generar micro-sismicidad cuando las fallas mayores activas se encuentran a una distancia de 850 metros. Es importante indicar que la regulación colombiana, en el parágrafo del artículo 13 de la Resolución 90341 de 2014, estableció la distancia mínima de un 1 km a una falla mayor activa para la realización de actividades de estimulación hidráulica, por tanto la regulación existente garantiza que este riesgo no se vea materializado.

Adicionalmente, el numeral 6 del artículo 12, de la misma Resolución, establece que previo al desarrollo de las actividades de estimulación hidráulica debe presentarse un informe que contenga entre otros aspectos: Fallas geológicas identificables a cualquier profundidad en un radio 3 veces la profundidad planeada del pozo y en el caso de pozos horizontales 3 veces la dimensión de la sección lateral, un informe de evidencia histórica de sismicidad y un análisis de riesgos de generar sismicidad desencadenada.

Es importante aclarar que el monitoreo de actividad sísmica durante las actividades de estimulación hidráulica es obligatorio de acuerdo al artículo 13 de la Resolución 90341 de 2014, en donde se establece, que en caso de no contar con una red lo suficientemente adecuada para detectar sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción, a criterio del Servicio Geológico Colombiano-SGC, se realizará un monitoreo de sismicidad de acuerdo con las especificaciones que establezca el SGC para tal fin.

<sup>14</sup> Wilson, M.P., Worrall, F., Davies, R.J. et al. Geomech. Geophys. Geo-energ. (2018) 4: 193. <https://doi.org/10.1007/s40948-018-0081-y>



A partir de esta norma, nace la Resolución D-149 de 2017<sup>15</sup> del SGC, donde precisamente se establecen los requerimientos técnicos que debe cumplir una red local de monitoreo a ser instalada por las compañías operadoras. Vale la pena resaltar que esta red debe estar en funcionamiento antes, durante y después de las actividades de estimulación hidráulica e inyección según lo establece la misma norma.

Los datos adquiridos en las estaciones sísmicas son transmitidos en tiempo real al SGC, y esta entidad es quien se encarga de realizar la supervisión y procesamiento de la información y puede, en conjunto con la ANH, suspender las actividades en caso de presentarse un evento sísmico de magnitud mayor o igual a cuatro (4) en la escala de Richter, cuyo epicentro esté ubicado dentro del área cuyo radio en torno al pozo donde se realizan la operaciones sea de dos (2) veces la profundidad del pozo y a una profundidad hipocentral menor de dieciséis (16) km.

Adicionalmente no se podrán reiniciar las actividades hasta desvirtuarse una posible correlación entre el evento y la operación adelantada. Esto según lo establecido en el artículo 14 de la Resolución 90341 de 2014 del MME.

b. Generación de actividad sísmica desencadenada por actividades de inyección de fluidos de retorno y aguas de producción. En algunos lugares donde se han perforaron miles de pozos para yacimientos convencionales y YNC, como en Oklahoma en Estados Unidos, se observó un aumento de la tasa de microsismicidad y la ocurrencia de algunos eventos con magnitudes entre 5 y 6 en la escala de Richter. Esos efectos no se deben a la estimulación hidráulica, sino a la inyección excesiva de agua proveniente de yacimientos convencionales en algunos estratos profundos del subsuelo cercanos a fallas mayores que cruzan el basamento. De los fluidos inyectados en Oklahoma solo el 10% proviene de actividades de fracking.<sup>16</sup> Una vez observada esta situación, dicho Estado reguló la actividad limitando la distancia a fallas, la presión de inyección y estableciendo medidas de monitoreo y control, mitigando dicho impacto al mínimo. Algunos autores<sup>17</sup> aseguran que si estas medidas se hubieran tomado con anterioridad no se hubiera dado el aumento en la actividad sísmica observada.

Es por tanto importante para prevenir el aumento en la actividad sísmica, realizar un estudio de exploración para conocer la ubicación, el tamaño, y la actividad de estas fallas. En

<sup>15</sup> Resolución D-149 de 2017, expedida por el SGC, "por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales".  
<sup>16</sup> Justin L. Rubinstein, Alireza Babaei Mahani, Myrhis and Facts on Wastewater Injection, Hydraulic Fracturing, Enhanced Oil Recovery, and Induced Seismicity. Seismological Research Letters, 86 (4): 1060-1067. doi: https://doi.org/10.1785/0220150067  
<sup>17</sup> McNamara, Daniel & Hayes, G.P. & Benz, H.M. & Williams, R.A. & McWhorter, Nicole & Aster, Richard & Holland, A. & Sickbert, T & Herrmann, R & Briggs, R & Smoczyk, G & Bergman, Eric & Earle, P. (2015). Reactivated faulting near Cushing Oklahoma: Increased potential for a triggered earthquake in an area of United States strategic infrastructure. Geophysical Research Letters. 42. 10.1002/2015GL064659

Colombia, la Resolución 90341 de 2014 del MME establece que las actividades de inyección de agua de producción y retorno deben contar con un sistema de monitoreo sísmico según lo establecido en la Resolución D149 de 2017 del SGC. Es importante aclarar que en Colombia, según lo establecido en estas mismas Resoluciones, no está permitido la inyección en régimen de fractura, y las presiones de inyección no podrán alcanzar el 90% de la presión de fractura de la formación, así como tampoco se permite la inyección de fluidos en distancias menores de dos veces la profundidad del pozo de una falla activa mayor.

Adicionalmente, la Resolución 90341 de 2014 del MME establece escenarios en los cuales deberá detenerse las actividades de inyección:

- Se presenten fallas en las pruebas de integridad del pozo.
- Se presenten presiones en el anular igual o mayor a 20% la presión promedio de inyección
- Se presente un evento sísmico igual o mayor a 4 grados en la escala de Richter en un radio dos veces la profundidad del pozo y una profundidad hipocentral de 16 km.

Es importante destacar que las aguas de producción deben ser compatibles con las formaciones receptoras según lo establecido en los Términos de Referencia para la exploración de hidrocarburos no convencionales adoptados por la Resolución 0421 de 2014 del MADS.

**4.3 Cambios del uso de suelo y ordenamiento territorial.**

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) a través de la Resolución 0421 de 2014 donde se adoptan los Términos de Referencia para la exploración de hidrocarburos, ha establecido zonas protegidas y regula el uso del suelo a través de la zonificación de manejo ambiental y delimita, finalmente, zonas donde no se pueden realizar actividades de exploración ni explotación.

La zonificación ambiental es resultado del análisis multidimensional de los aspectos ambientales en un área determinada, considerando ecosistemas estratégicos, presencia de fauna, presencia de comunidades, lugares de interés de las comunidades y demás aspectos de los componentes bióticos, abióticos y socioeconómicos, los cuales son presentados en los EIA durante el proceso de licenciamiento ambiental.

En Colombia, existen instrumentos del ordenamiento territorial que garantizan la no intervención de ecosistemas estratégicos y áreas protegidas, para el desarrollo de los proyectos de hidrocarburos. La verdadera huella en superficie de las operaciones de estimulación hidráulica es muy baja, ya que cada plataforma puede tener entre 4 y 10 ha,



las cuales acorde con la zonificación ambiental, se deben ubicar en zonas que no se consideraran prohibitivas por su sensibilidad ambiental.

Adicional a esto, se implementan programas de compensación ambiental en el caso de intervención de especímenes del componente biótico, para lo cual el MADS expidió el nuevo Manual de Compensaciones del componente biótico en el que la relación de compensación puede llegar a ser hasta 1:10 lo cual incentiva ubicar las actividades en áreas ya intervenidas antrópicamente.

El cambio en el uso del suelo generado con la localización de plataformas de explotación convencionales sobre zonas boscosas tiene consecuencias en cuanto a la fragmentación de hábitat y erosión del suelo, que no tendrían que ser diferentes si se trata de plataformas que implementen fracturamiento hidráulico. Sin embargo los impactos ambientales se previenen y se mitigan, aquellos que no son posibles controlar y evitar son compensados. Las empresas aplican cabalmente los requerimientos de compensación por aspectos bióticos. El sector de hidrocarburos es uno de los que menos hace aprovechamiento de ecosistemas estratégicos y de ecosistemas que tienen una alta importancia ambiental.

Por su lado, la ANH, en las minutas de los contratos, ha incluido la obligación de establecer un fondo de abandono, manejado por una entidad fiduciaria, donde se depositen los recursos necesarios para realizar los abandonos de pozos y la restauración de las condiciones ambientales que se pudieron impactar.

**4.4. Contaminación de la calidad del aire, por emisiones de gases efecto invernadero, NORM, COVs y Metano**

Estudios recientes ejecutados por las autoridades ambientales en las áreas de mayor explotación de hidrocarburos no convencionales (e.g. Marcellus Shale en el Estado de Pensilvania o Eagle Ford Shale en el Estado de Texas) reportan resultados no tan alarmantes como se pretende insinuar. Si bien hay impactos y se deben tomar medidas de control y seguimiento, eso no implica que el aprovechamiento de recursos no convencionales sea inviable.

Por ejemplo, el Departamento de Protección Ambiental del Estado de Pensilvania (DEP por sus siglas en inglés) llevó a cabo un Proyecto de Monitoreo de Aire a Largo Plazo en las instalaciones del Marcellus Gas Shale. El proyecto inició en julio de 2012 y comprendió el monitoreo continuo durante 1 año en cuatro (4) puntos considerados como receptores cerca de instalaciones e procesamiento de gas o mayor concentración de pozos productores

y un (1) punto de referencia (lejos de la actividad). Los resultados del estudio han sido publicados en julio de 2018<sup>18</sup>. Las conclusiones del estudio se presentan a continuación:

- El principal sitio de monitoreo (con mayor actividad) no reportó valores para los contaminantes criterio monitoreados (Ozone, NO2, PM2.5, CO) que excedieran los estándares de calidad de aire nacional (NAAQS por sus siglas en inglés) o que demostrara un patrón de excedencia futuro. Es importante notar que los estándares NAAQS para contaminantes criterio son mucho más estrictos que los nacionales (Res. 2254, 2017).
- El principal sitio de monitoreo (con mayor actividad contaminante) generó un índice de calidad de aire de categoría “moderado” durante 93 días del año de monitoreo y un (1) día como “no saludable para grupos sensibles”. Otro sitio de monitoreo reportó 195 días de categoría “moderado” y tres (3) días como “no saludable para grupos sensibles” en el año de monitoreo. Un tercer sitio reportó 160 días de categoría “moderado” y dos (2) días como “no saludable para grupos sensibles”. Los demás días y el otro sitio reportaron el índice de calidad de aire como “bueno”.
- No se observó diferencia significativa en el exceso de riesgo de cáncer en el tiempo de vida acumulativo (ELCR por sus siglas en inglés) o el coeficiente de riesgo crónico de no-cáncer (HQ – Hazard Quotient o HI – Hazard Index) entre los sitios de monitoreo y el sitio de referencia. Estos parámetros utilizan un período de 70 años de exposición. Asimismo, los resultados demostraron que las concentraciones de HPA son comparables a datos históricos de COVs de otras estaciones en la mancomunidad de Pensilvania.

• Los coeficientes de peligro para los contaminantes de mayor presencia fueron:

- Benceno: 0.02 a 0.03 µg/m3,
- Tetracloruro de carbono: 0.01 µg/m3,
- Diclorodifluorometano: 0.03 µg/m3),
- Clorometano: 0.01 µg/m3,
- Formaldehído: of 0.07 y 0.22 µg/m3, - solo dos sitios reportaron datos,
- Acetaldehído: 0.10 y 0.15 µg/m3 – solo dos sitios reportaron datos.

La Comisión de Texas para la Calidad del Medio Ambiente (TCEQ por sus siglas en inglés) comisionó un estudio móvil de calidad de aire para el Eagle Ford Shale<sup>19</sup>. El estudio fue

<sup>18</sup> DEP-Pennsylvania, 2018. Long-Term Ambient Air Monitoring Project: Marcellus Shale Gas Facilities: [http://files.dep.state.pa.us/Air/AirQuality/AQPortalFiles/Monitoring%20Topics/Toxic%20Pollutants/Docs/FINAL\\_Long-Term\\_Marcellus\\_Project\\_Report\\_071018.pdf](http://files.dep.state.pa.us/Air/AirQuality/AQPortalFiles/Monitoring%20Topics/Toxic%20Pollutants/Docs/FINAL_Long-Term_Marcellus_Project_Report_071018.pdf)

<sup>19</sup> TCEQ. 2014. Eagle Ford Shale Mobile Monitoring Study



ejecutado por la Universidad de Texas, sede Austin y tuvo una duración de 12 días consecutivos, iniciando el 10 de mayo de 2014. El estudio consistió en el desplazamiento diario de vehículos en las zonas de influencia y la toma de muestras mediante sistemas "canister" en 12 puntos con el objetivo de validar la representatividad de una nueva estación de monitoreo. Algunas observaciones a partir de este estudio son:

- Las concentraciones de SO<sub>2</sub> fueron insignificantes en los 12 puntos monitoreados arriba (upwind) y abajo (downwind) del corredor de pozos productivos en el yacimiento.
- Las concentraciones de NO, NO<sub>2</sub> y NOx se reportaron en magnitud de ppb, lo cual está muy por debajo de la norma colombiana.
- La máxima concentración de NOx reportada fue: 99 ppb.
- Las emisiones de TNMHC (Total non methane hydrocarbons) se expresaron en ppbC (parts per billion Carbon), con la máxima concentración reportada de 139 ppbC.
- Las mayores concentraciones de etano y propano fueron del orden de 6,5 - 8 ppbC y 5,9 - 6,5 ppbC respectivamente.

Los estudios anteriormente mencionados corresponden a dos de las áreas más altamente productivas en el mundo, el Marcellus Gas Shale y el Eagle Ford Shale.

Pero, es importante resaltar la importancia de evaluar este factor en el contexto colombiano. En el país se realizó un ejercicio de revisión con la participación de diferentes grupos de interés antes de emitir la Resolución 90431 de 2014 (MME) y los términos de referencia para exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales (MIADS), en el Anexo 3 de los TR se definen las medidas específicas para mitigar, controlar y monitorear las emisiones al aire.

En el PMA específico (de cada pozo) se deberá presentar la línea base ajustada a los pozos o arreglos de pozos para los anteriores parámetros viento arriba y viento abajo, y presentar el mapa de calidad de aire. Adicionalmente, se requiere la presentación de una línea base (con su respectivo programa de monitoreo) para sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), compuestos BTEX y metano (CH<sub>4</sub>). Los puntos de muestreo deberán estar localizados en dos (2) lugares, principalmente viento arriba y viento abajo de los pozos o arreglos de pozos. El programa de monitoreo deberá incluir la medición de estos parámetros durante las actividades de

[https://www.tceq.texas.gov/assets/public/implementation/air/am/contracts/reports/oth/5821330089FY1401-20140801-Lta-Eagle\\_Ford\\_Shale\\_Mobile\\_Monitoring.pdf](https://www.tceq.texas.gov/assets/public/implementation/air/am/contracts/reports/oth/5821330089FY1401-20140801-Lta-Eagle_Ford_Shale_Mobile_Monitoring.pdf)

estimulación hidráulica y durante el fluido de retorno. Todos los monitoreos deberán realizarse a través de laboratorios acreditados por el IDEAM.

**4.5 Contaminación por material radioactivo de origen natural (NORM) presente en los YNC:**

Los NORM (Naturally Occurring Radioactive Materials - Materiales Radioactivos de Origen Natural) son elementos de la naturaleza que contienen compuestos radioactivos que tienen concentraciones de radionucleidos muy bajas que representan dosis inofensivas y que habitualmente se encuentran en las rocas, especialmente en formaciones geológicas profundas. Los más comunes contienen isótopos producto del decaimiento del Uranio y el Torio, en otros casos Radón, Radio, entre otros.

Las radiaciones de origen natural están presentes en la naturaleza que nos rodea. Además de la radiación cósmica, se producen radiaciones ionizantes como consecuencia de la presencia de materiales radiactivos existentes en la corteza terrestre. Tres cuartas partes de la radiactividad que hay en el medio ambiente proceden de los elementos naturales.

Este tipo de elementos no son exclusivos de los Yacimientos No Convencionales, también se encuentran en yacimientos convencionales, en actividades mineras, actividades de energía renovable como la Geotermia, pozos de agua profundos, y en cualquier actividad que tenga intervención en la corteza terrestre.

Para el caso de los YNC, así como los convencionales, el fluido de retorno puede contener adicionalmente hidrocarburos del yacimiento, metales y minerales que puedan encontrarse en el yacimiento. Estos minerales podrían contener radioactividad muy baja y podrían requerir precauciones y manejos específicos en superficie, la cual en Colombia está normatizada. El Ministerio de Minas y Energía tiene reglamentado los límites máximos permisibles de elementos radioactivos y la gestión de desechos radioactivos en la Resolución 180005/10, modificada por la Resolución 41178/16. En el caso de que en una operación de YNC se encuentren materiales radioactivos, se aplicará el manejo y disposición establecido y autorizado en las respectivas licencias (Ambiental - ANLA y de manejo de material radioactivo - MME).

**4.6 Generación de altos niveles de ruido**

Las emisiones de ruido se constituyen en un factor mitigable de la operación en la industria de los hidrocarburos. La normatividad colombiana ha fijado los estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido expresados en decibeles (db), a través de la



Resolución 627 de 2006<sup>20</sup> del MAVDT, los cuales se deben cumplir y para ello se realizan monitoreos periódicos en la operación que son presentados en los Informes de Cumplimiento Ambiental.

Las principales fuentes de emisión de ruido son los sistemas de generación eléctrica, o grandes motores para esto existen dispositivos de mitigación y control de ruido en la fuente. En las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en YNC, no se utilizan equipos que generen niveles de ruido superiores a los que se utilizan en los yacimientos convencionales.

**4.7 Falta de planes de contingencia**

Es de obligatorio cumplimiento la presentación de planes de contingencia a la autoridad ambiental. Durante el proceso de licenciamiento ambiental, según lo establecido en los Términos de Referencia adoptados por la Resolución 0421 de 2014 del MADS, se presentan a la autoridad ambiental (ANLA) el plan de contingencia detallado del proyecto; además, de los planes de prevención y mitigación de los riesgos asociados a las actividades y características propias específicas del proyecto. Estos planes son de vital importancia para la ANLA por tratarse de YNC y deben ser verificados y aprobados por esta entidad.

**5. ASPECTOS ECONÓMICOS:**

Con base en el informe económico de yacimientos no convencionales: una oportunidad para Colombia elaborado por la ACP, el cual se anexa al presente documento (Anexo No 1), a continuación se indican los beneficios económicos que traería el desarrollo de los YNC en el país, resaltando su impulso al desarrollo regional, los recursos que generaría para financiar el desarrollo social y los programas del Gobierno Nacional, así como la seguridad energética frente a la caída de reservas de petróleo y gas observada en los últimos años.

En cuanto a la estabilidad macroeconómica, es importante indicar que es necesaria la incorporación en el mediano plazo de los YNC. Precisamente, el Marco Fiscal de Mediano Plazo se apoya, en una porción considerable, en los recursos que el sector petrolero aporta y, con el fin de mantener estos ingresos en 1,2% del PIB con los precios que prevé el Ministerio de Hacienda y Crédito Público en dicho documento, se requiere sostener la producción alrededor de 860,000 bpd<sup>21</sup>. Teniendo en cuenta el declive natural de los pozos existentes, así como la probabilidad y el tamaño de los descubrimientos en los YNC, será necesario incorporar el potencial de estos yacimientos, para que a partir del año 2023/2024, se pueda mantener la producción actual.

<sup>20</sup> Resolución 627 de 2016, expedida por el MAVDT, "por la cual se establece la norma nacional de emisión de ruido y ruido ambiental"

<sup>21</sup> Barril por día.

En ese contexto, es importante señalar que el país tiene que aprovechar los recursos provenientes del sector de hidrocarburos para financiar el gasto y la inversión del Gobierno Central, y así poder generar las fuentes que permitan la transición energética y la diversificación productiva.

Resulta pertinente indicar que un proyecto tipo de YNC implica una inversión de entre 10,000 y 15,000 millones de dólares teniendo en cuenta que se desarrollan entre 800 y 1,400 pozos y al mismo tiempo, podría generar 10 mil millones de dólares en impuestos, derechos económicos y regalías. Es importante resaltar que dentro de los próximos cinco años podrían desarrollarse de tres a cinco proyectos si la exploración identifica que estos proyectos son factibles.

A título de comparación, los ingresos que provendrían de un proyecto tipo de YNC por concepto de impuesto de renta, equivale anualmente a (i) lo pagado por ese concepto por toda la fabricación de cemento en el país; (ii) tres veces el aporte anual de todos los cultivos floricultores en Colombia; (iii) ocho veces el valor equivalente de impuesto de renta de los cultivos de palma; y (iv) treinta veces el aporte del sector arrocero.

Ahora bien, a estos aportes de recursos a nivel nacional, se deben adicionar los beneficios que ofrecen los proyectos de YNC a las comunidades donde se desarrollan. Dada su similitud a un proyecto industrial, el aporte en empleo de estos proyectos es mayor al de los proyectos convencionales<sup>22</sup>. Un proyecto tipo podría generar 1,500 empleos directos, y por cada uno de éstos se asocian entre 2,5 y 3 empleos indirectos e inducidos, alcanzando así alrededor de 5,000 empleos apalancados. Esta cifra implicaría una reducción sustancial del desempleo, al contribuir con oportunidades y capacitación para personal no especializado o semi-calificado en departamentos como Santander o el César.

El aporte en las regiones de operación también es sustancial en cuanto a recursos entregados. El proyecto tipo señalado, aportaría unos 2,500 millones de dólares en regalías, a los que deben sumarse otras contribuciones y el efecto multiplicador de impuestos locales derivados de la cadena productiva. Además, por proyecto, habría unos 1,000 millones de dólares de aportes por inversión social obligatoria para las comunidades en las regiones de operación, aclarando que la inversión social voluntaria es usualmente dos veces la obligatoria.

Adicionalmente, los YNC contribuyen a la seguridad energética del país en varios aspectos. Por un lado, teniendo en cuenta que las reservas de petróleo y gas en el país se encuentran en declinación y que se ha registrado una baja incorporación por nuevos descubrimientos en la última década, serían los YNC en el mediano plazo los que podrían incrementar las

<sup>22</sup> La diferencia radica en el mayor número de pozos por proyecto que los YNC implican y en las particularidades de las campañas de estimulación hidráulica, frente a los yacimientos convencionales.



reservas del país, toda vez que, las fuentes de hidrocarburos ubicadas en Costa Afuera son recursos importantes, pero previstos para el largo plazo, los cuales podrán desarrollarse en alrededor de una década.

En consecuencia, lograr el aumento de las reservas, no sólo impide que el país tenga que importar crudo para poder cargar sus refinерías, pues al mismo tiempo permite suplir y usar la infraestructura petrolera en la que el país ha invertido en los últimos años.

Aún más diciente es la importancia de los YNC en cuanto a la provisión de gas doméstico. En efecto, con la declinación esperada de las reservas de gas, el Gobierno Nacional prevé la importación de este combustible a partir del 2023, resaltando que de una parte, el gas importado (teniendo en cuenta los precios internacionales de los últimos años), puede llegar a costar el doble del valor actual del gas nacional y, de otra parte, este incremento impactaría al alza, la formación del precio de la electricidad. Así las cosas, se afectaría la balanza comercial y de pagos, sin los beneficios de regalías, impuestos y empleo que se generarían al aprovechar el gas proveniente de los YNC del país.

En ese sentido, los YNC se constituyen en una fuente de ingresos para poder asegurar la estabilidad macroeconómica y fiscal a mediano plazo, así como el medio para facilitar el desarrollo regional, y el vehículo para asegurar la transición energética. Seguir las tendencias internacionales y nacionales que le dan mayor participación a las fuentes no convencionales de energía renovable, requerirá de la complementariedad que ofrecen los energéticos que por un lado garantizan mayor firmeza como el gas natural, y por otro, pueden generar recursos financieros para su transición.

**6. ARGUMENTOS JURÍDICOS:**

**6.1. Libertad de Empresa como un principio rector de la economía:**

La prohibición del desarrollo de YNC en Colombia, tal y como se pretende en la presente iniciativa, es contraria a la libertad económica y de empresa establecida en el artículo 333 de la Constitución Política, la cual ha sido desarrollada y ampliamente reconocida por la Corte Constitucional. Razón por la cual, respetuosamente consideramos que en el presente evento, no puede prohibirse el desarrollo de una actividad “*constitucionalmente reconocida y legalmente promovida*”, prohibición que adicionalmente, no cuenta con los fundamentos técnicos, científicos ni económicos, así como con el análisis de los demás perjuicios que pueden generarse para el país.

**6.2. Seguridad jurídica:**

Es importante indicar que para el país es importante seguir contando con la seguridad jurídica como uno de sus más importantes activos. Es por esto que en el evento de

prohibirse mediante un proyecto de ley la exploración y explotación de YNC, se desconocerían los derechos adquiridos de los inversionistas en virtud de los contratos previa y legalmente suscritos entre la Nación y las empresas para el desarrollo de los YNC. Pues fue el propio Estado Colombiano el que invitó a las compañías con mayor experiencia a nivel internacional, a desarrollar proyectos y a invertir en el país a través de los mecanismos competitivos de asignación de áreas, tal y como ocurrió con la “Ronda 2012”.

En efecto, con posterioridad a la asignación de las respectivas áreas, la ANH en su calidad de entidad administradora del recurso, suscribió los respectivos contratos, cumpliendo con todos los requisitos legales exigidos, los cuales en la actualidad se encuentran vigentes; razón por la cual, de aprobarse este proyecto de ley, se estarían desconociendo sus efectos y se afectarían los derechos adquiridos para las Empresas titulares de los mismos.

En el evento en el que se desconozcan de manera efectiva los derechos que se originan en los contratos, los inversionistas tienen la posibilidad de demandar al Estado Colombiano mediante un arbitraje internacional de inversión, en virtud de los Tratados internacionales vigentes, con las consecuencias negativas en materia económica, seguridad jurídica e inversión extranjera que pueden generarse.

Adicionalmente, teniendo en cuenta la prohibición que pretende implementarse respecto a la suscripción de nuevos contratos, concesiones, licencias o permisos ambientales, afecta de manera grave la seguridad jurídica, toda vez que de una parte, el Decreto 1076 de 2015 establece que la licencia ambiental se otorga por la vida útil del proyecto y, de otra parte, no es claro si la prohibición pretende extenderse a los contratos y licencias previamente otorgados y que se encuentran vigentes, circunstancia que vulnera además el principio de irretroactividad de la Ley.

**6.3 Desconocimiento de la institucionalidad ambiental y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.**

La Corte Constitucional ha manifestado en reiterada jurisprudencia “*la protección del medio ambiente como un asunto de interés nacional. En esa medida, la responsabilidad por su protección está en cabeza de las autoridades nacionales*”<sup>23</sup>, por cuanto, “*Una de las manifestaciones concretas de la protección del medio ambiente se refleja en la existencia de organismos con niveles de especialización funcional y técnica, encargados de asegurar una adecuada planeación ambiental tomando como eje la protección de ecosistemas regionales- Corporaciones Autónomas Regionales*”.

En efecto prohibir el desarrollo de los YNC tal y como se pretende en la iniciativa legislativa, además de no tener en cuenta la normatividad especial expedida para tal fin mencionada

<sup>23</sup> Corte Constitucional, sentencias C-894 de 2003.



en el punto 3 de este documento, desconoce la institucionalidad ambiental y las competencias asignadas en la Ley 99 de 1993 y sus decretos reglamentarios, en los cuales se establecen ampliamente la forma como se definen, evalúan, mitigan, corrigen y compensan los impactos que generan las actividades productivas en los ecosistemas, entre ellas las de hidrocarburos, y que la competencia para evaluar tales impactos fue asignada a las autoridades ambientales, tanto del orden nacional como regional.

Es importante reiterar que para la realización de cualquier actividad de hidrocarburos la empresa operadora debe acudir ante las autoridades ambientales nacionales y locales con la finalidad de obtener los permisos, autorizaciones o licencias a que haya lugar, autoridades que en el marco de sus competencias deberán someter a evaluación previa los impactos que las actividades llegaren a ocasionar como mecanismo para establecer las medidas necesarias para prevenirlos, corregirlos o mitigarlos o compensarlos.

Con respecto al desconocimiento de las competencias de la ANH, es necesario indicar el contenido del artículo 4º del proyecto:

*“Artículo 4.- Contratos y licencias para la exploración y explotación de los Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos. A partir de la expedición de la presente ley no se podrán suscribir u otorgar contratos, concesiones, licencias o permisos ambientales para la exploración y explotación de los Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos en el territorio nacional.*

*Parágrafo: No se podrá conceder prórroga o renovación. Lo anterior, cobija las solicitudes y los contratos, concesiones, licencias y permisos ambientales suscritos y otorgados.”*

De implementarse de manera efectiva este proyecto de ley, se eliminaría totalmente la competencia asignadas por la Ley a la ANH en su calidad de administrador de los recursos hidrocarbúricos de la Nación, toda vez que, desde el punto de vista técnico no puede saberse desde el momento en el que se asigna un área o se suscribe un contrato, si se trata de un yacimiento convencional o se trata de YNC, pues esta característica se verifica en el momento en el que se desarrolle de manera efectiva la etapa de exploración. En virtud de lo anterior, la ANH no podría asignar áreas ni suscribir contratos para la exploración y producción de hidrocarburos, por la imposibilidad de conocer previamente el tipo de yacimiento.

**6.4. Competencia del Gobierno Nacional para definir la Política de hidrocarburos.**

Es importante indicar el reciente fallo proferido por la Corte Constitucional en el comunicado de prensa del 11 de octubre de 2018, en el marco de la Sentencia SU-095 de

2018 referente a las consultas populares como mecanismo idóneo para prohibir el desarrollo de la actividad extractiva en un municipio, el cual se relaciona de forma directa con el asunto materia de este concepto.

*“La Corte estimó que en el caso puesto a consideración el objeto mismo de la consulta no se limitaba a determinar el uso del suelo como una competencia propia de los municipios y distritos, sino que en realidad buscaba prohibir la realización de actividades de exploración del subsuelo y de recursos naturales no renovables (RNNR) en el Municipio de Cumaral, con lo cual se estaba decidiendo sobre una competencia del Estado como propietario de estos últimos”.*

En efecto, se concluyó que la propiedad del subsuelo es del Estado y la competencia para definir la política en materia minero energética y de los recursos naturales no renovables le corresponde al Gobierno Nacional. Razón por la cual, respetuosamente se considera que en el presente evento, en virtud de los lineamientos dados por la Corte Constitucional, es el Gobierno Nacional, mediante el Ministerio de Minas y Energía el que tiene la competencia para formular, adoptar, dirigir e implementar la política minero energética nacional, la cual debe garantizar la administración óptima y sostenible de los recursos naturales no renovables del país con sujeción a la legislación ambiental vigente, y que la Agencia Nacional de Hidrocarburos, entidad del orden nacional, la responsable de la administración de dicho recurso, razón por la cual, el Congreso de la República no puede prohibir ni el desarrollo de los YNC en el país, ni tampoco la aplicación de una técnica de extracción de hidrocarburos tal y como ocurre con el *fracking*.

Es así como, en virtud de lo establecido en la Consitución Política y la Ley, se asignaron competencias técnicas y regulatorias a las autoridades nacionales, con el fin de desarrollar la política pública en materia de hidrocarburos, razón por la cual, la exploración y explotación de los recursos hidrocarbúricos de la Nación ha estado regulada a lo largo de los años por normas tanto técnicas como ambientales que no han requerido de forma puntual la intervención del legislativo, pues su alto nivel de complejidad técnica, ambiental y regulatoria, dentro de las cuales se encuentra las decisiones sobre el uso de las tecnologías disponibles en el sector, han sido competencia de estas autoridades administrativas y técnica del país, que de acuerdo con la Constitución y la Ley superan la competencia del poder legislativo.

Se resalta entonces que las diferentes entidades competentes en asuntos del sector de hidrocarburos, aproximadamente desde el año 2008, han venido progresivamente y de forma **articulada** pidiendo un marco de i) política pública; ii) reglamentación técnica; iii) condiciones contractuales; iv) normativa ambiental; e v) incentivo al desarrollo, mediante el cual el Estado ha emprendido la ruta por conocer el potencial de los YNC, del cual han sido respetuosos los operadores del sector e inversionistas. Adicionalmente, el Ministerio



de Ambiente y Desarrollo Sostenible a través de la Resolución 0421 de 2014 estableció términos de referencia para la exploración de YNC de manera tal que se garantice el derecho a un ambiente sano y el deber proteger las áreas de importancia ecológicas.

**7. PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN:**

**7.1. El artículo 80 de la Constitución Política no prohíbe el uso de los recursos naturales, por el contrario, busca su utilización racional.**

El artículo 80 de la Constitución obliga al Estado a (i) planificar el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución; y (ii) a prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados. Con ello se busca el aprovechamiento de los recursos naturales para el desarrollo económico, así como la satisfacción de necesidades por parte de la población.<sup>24</sup>

Para encontrar un equilibrio entre el crecimiento económico, el bienestar social y la protección ambiental, las autoridades colombianas han expedido una de las regulaciones más estrictas del mundo para permitir la exploración y explotación de hidrocarburos en YNC. A pesar de lo anterior, los actores de la iniciativa pretenden prohibir el desarrollo de los YNC y el fracking en el país, con el fin de proteger el medio ambiente y la salud, e impulsar la transición energética, así como prevenir conflictos socioambientales asociados a aquellas actividades.

Llama la atención que ni en la exposición de motivos ni en el articulado, se analiza la regulación expedida por las autoridades, en particular la contenida en el Decreto 3004 de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, la Resolución 90341 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, y la Resolución 0421 de 2014 del Ministerio Ambiente, frente a la cual se resalta lo siguiente:

- La regulación colombiana es seria pues se basó en experiencias internacionales y fue elaborada por expertos. El Decreto 3004 de 2013, en desarrollo de la Ley 1530 de 2012, ordenó expedir: *“las normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, flujidos de retorno y sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales”*. En cumplimiento de dicho objetivo, la regulación incluye, entre otros asuntos, exigencias precisas y específicas en cuanto a los requerimientos de cementación para pozos exploratorios y de desarrollo (art. 11, Res. 90341), y los procedimientos y condiciones para realizar la

<sup>24</sup> Corte Constitucional, “Sentencia C-389 de 2016”, M.P. María Victoria Calle Correa.

estimulación hidráulica (art. 11, Res. 90341). La Resolución 90341 también prevé la suspensión de actividades cuando se perciban defectos en su desarrollo.

- La regulación es vinculante para cualquier persona que pretenda explorar y explotar YNC. El artículo 1 de la Resolución 90341 establece que el objeto de dicha resolución es: *“Señalar requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos con excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano, con el fin de propender que las actividades que desarrollen personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, garanticen el desarrollo sostenible de la actividad industrial”*.

- La regulación es definitiva, lo cual no significa que, en función de los descubrimientos y avances tecnológicos y científicos, no pueda modificarse en cuanto sea necesario para garantizar una exploración y explotación de YNC más segura y eficiente.

**7.2. Aplicación indebida del principio de precaución, como fundamento para promover acciones en contra del desarrollo de yacimientos no convencionales.**

Como primera medida es importante indicar que el principio de precaución no ordena suspender o prohibir de manera absoluta, general y desproporcionada el desarrollo de una actividad económica, tal y como se pretende en este caso.

Para el efecto, es pertinente indicar l numeral 6 del artículo 1 de la Ley 99 de 1993, que consagra el principio de “precaución” así:

*“Principios Generales Ambientales. La política ambiental colombiana seguirá los siguientes principios generales: (...) 6. La formulación de las políticas ambientales tendrá cuenta el resultado del proceso de investigación científica. No obstante, las autoridades ambientales y los particulares darán aplicación al principio de precaución conforme al cual, cuando exista peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces para impedir la degradación del medio ambiente. (Se resalta)”*

Desde el año 2002, se ha venido precisando el marco y los presupuestos de hecho y de derecho para la aplicación del principio de precaución, es así como la Corte constitucional especificó <sup>25</sup> las condiciones que deben cumplirse para aplicarlo por parte de las autoridades y en ese sentido evitar la aplicación subjetiva:

<sup>25</sup> Corte Constitucional. Sentencia C-293 de 2002. M.P. Alfredo Beltrán Sierra



"Al leer detenidamente el artículo acusado, se llega a la conclusión de que, cuando la autoridad ambiental debe tomar decisiones específicas, encaminadas a evitar un peligro de daño grave, sin contar con la certeza científica absoluta, lo debe hacer de acuerdo con las políticas ambientales trazadas por la ley, en desarrollo de la Constitución, en forma motivada y alejada de toda posibilidad de arbitrariedad o capricho.

Para tal efecto, debe constatar que se cumplan los siguientes elementos:

1. Que exista peligro de daño;
2. Que éste sea grave e irreversible;
3. Que exista un principio de certeza científica, así no sea ésta absoluta;
4. Que la decisión que la autoridad adopte esté encaminada a impedir la degradación del medio ambiente;
5. Que el acto en que se adopte la decisión sea motivado.

Es decir, el acto administrativo por el cual la autoridad ambiental adopta decisiones, sin la certeza científica absoluta, en uso del principio de precaución, debe ser excepcional y motivado (...).<sup>26</sup> (negrita por fuera del texto original)

La propia Corte Constitucional ha sido clara en hacer un llamado, y recordar que el principio de precaución "es de aplicación excepcional por la sencilla razón de que su amplia aplicación generaría una paranoia generalizada".<sup>27</sup>

Teniendo en cuenta lo anterior, y en virtud del análisis de la Corte Constitucional, en el presente caso no se configuran los supuestos para aplicar el principio de "precaución" para suspender o prohibir, de manera general, absoluta y desproporcionada, el desarrollo de fracking para explorar y explotar hidrocarburos en YNC, tal y como se explica a continuación.

**7.3. Necesidad de evidencias científicas.**

Según la jurisprudencia de la Corte Constitucional, los elementos básicos del principio de precaución son: (i) la amenaza de un peligro grave al medio ambiente o la salud, y (ii) la existencia de algún principio de certeza, así no constituya una "certeza científica". Ante tal situación, las autoridades deben adoptar medidas de protección y no pueden diferir las mismas hasta que se acredite una prueba absoluta.

Sin embargo, como expresó la Corte, la aplicación del principio de precaución supone que existen evidencias científicas de que un fenómeno afecta la salud o el medio ambiente:

<sup>26</sup> Corte Constitucional. Sentencia C-293 de 2002. MP. Alfredo Beltrán Sierra  
<sup>27</sup> Corte Constitucional. Sentencia T-1002 de 2010 M. P. Juan Carlos Henao Pérez

"El principio de precaución supone que existen evidencias científicas de que un fenómeno, un producto o un proceso presentan riesgos potenciales a la salud o al medio ambiente, pero esas evaluaciones científicas no son suficientes para establecer con precisión ese riesgo. Y es que si no hay evidencias básicas de un riesgo potencial, no puede arbitrariamente invocarse el principio de precaución para inhibir el desarrollo de ciertas prácticas comerciales o investigativas. Por el contrario, en los casos de que haya sido detectado un riesgo potencial, el principio de precaución obliga a las autoridades a evaluar si dicho riesgo es admisible o no, y con base en esa evaluación deben determinar el curso de acción".<sup>28</sup> (Se resalta).

En este caso no puede aplicarse el principio de precaución pues no existe evidencia científica sobre una eventual y/o futura afectación al medio ambiente y/o a la salubridad pública en conexión con la vida, por el sólo hecho de aplicar la técnica del fracking para el desarrollo de YNC. El principio de evidencia científica, según la Corte Constitucional, es indispensable para aplicar el principio de precaución.<sup>29</sup>

a. El principio de precaución lleva a tomar medidas que siempre deben tener carácter de provisionales: La aplicación del principio de precaución para prohibir el desarrollo del fracking es indebida e irrazonable a la luz de la jurisprudencia de la Corte Constitucional, pues es claro que la suspensión o prohibición absoluta de la exploración y explotación de hidrocarburos en YNC tiene un carácter permanente y la Corte exige que las medidas que se tomen con base en tal principio tengan una naturaleza transitoria.

"Frente a la primera inquietud, debe indicarse que decisiones tomadas en virtud del principio de precaución tienen siempre el carácter de provisionales, pues el enfoque de precaución no prevalece sobre la certeza científica; en tal sentido, su aplicación constituye un indicador de la necesidad de profundizar en las investigaciones, y no un límite a las mismas". (Se resalta y subraya).<sup>30</sup>

b. El "principio de precaución" debe aplicarse atendiendo al "principio de proporcionalidad": Consideramos que la suspensión o prohibición absoluta del fracking para explorar y explotar hidrocarburos en YNC, es arbitraria y desproporcionada, teniendo en cuenta que no se encuentra acreditada la evaluación científica del riesgo, ni el riesgo grave e irreversible, que justifique adoptar esa medida.

<sup>28</sup> Corte Constitucional, ponente Humberto Antonio Sierra Porto, "Sentencia C-988 de 2004"; En la parte resolutoria de la sentencia, sin embargo, la Corte encontró que, aun a la luz del principio de precaución, la disposición acusada resultaba razonable, pues el análisis de los agroquímicos requeridos para su registro no se limita al ingrediente activo, como sostiene el demandante.

<sup>29</sup> Corte Constitucional, ponente Humberto Antonio Sierra Porto, "Sentencia C-988 de 2004".  
<sup>30</sup> Corte Constitucional, ponente Jaime Córdoba Triviño, "Sentencia T-299 de abril 3 de 2008".



Consejo de Estado, al revocar una medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo de Casanare de suspender las actividades de una empresa petrolera, dijo:

*"Ahora bien, aun cuando está llamado a operar en supuestos de riesgos potenciales o inciertos (dada la falta de certeza científica respecto a cuándo, cómo, dónde, en quién o de qué manera se manifestarán los riesgos advertidos), el principio de precaución de ningún modo puede dar lugar a determinaciones arbitrarias, apresuradas o ligeras. Como cualquier decisión pública en un Estado de Derecho, las medidas que se adopten en el marco de este principio deben ser razonables y proporcionadas, y deben contar con un sustento mínimo que impida la adopción de resoluciones caprichosas o injustificadas. Por esto, pese a que su aplicación tiene lugar allí donde no existe certeza científica en relación con los riesgos que comporta el desarrollo de una actividad, motivo por el cual no resulta viable exigir seguridad absoluta o pruebas científicas categóricas o concluyentes sobre el daño que se busca evitar, el principio de precaución no exige de la carga de la prueba ni habilita a que se adopten decisiones con base en simples hipótesis, supersticiones, prejuicios o conjeturas. La razonabilidad y proporcionalidad de la medida depende, en lo fundamental, de que exista un principio de prueba que haga verosímil el riesgo detectado y ofrezca una base mínima suficiente para fundamentar racionalmente una medida restrictiva de las libertades individuales".*

[...]

*"Tal como se mencionó de manera precedente en esta providencia, si bien es cierto que el principio de precaución habilita a los poderes públicos para adoptar medidas como la suspensión de actividades cuando existan evidencias serias de que su ejecución encierra un riesgo de afectación ambiental grave e irreversible, no lo es menos que el decreto de esta clase de medidas no puede ser arbitrario ni caprichoso y debe responder a ciertas condiciones que aseguren su compatibilidad con el principio de Estado de Derecho. Así, como lo señaló la Corte Constitucional en la sentencia C-293 de 2002, dadas las implicaciones de este principio sobre la esfera de libertad de las personas y sobre las posibilidades de realización de otros bienes jurídicos constitucionales relevantes para la colectividad, las decisiones que adoptan las autoridades públicas en ejercicio de los poderes que dimanan del principio de precaución deben ser de carácter "excepcional y motivado".*

[...]

*"Ahora bien, la adopción de esta clase de medidas presupone no solo una decisión adecuada para lograr el fin propuesto, sino también la prueba*

*"... la "adopción de medidas", debe inscribirse en el marco del principio de proporcionalidad. Es decir, las decisiones deben ser idóneas para la protección del medio ambiente y la salud; necesarias, en el sentido de que no se disponga de medidas que causen una menor interferencia; y los beneficios obtenidos de su aplicación, deben superar los costos (constitucionales) de la intervención".*<sup>31</sup>

Los autores y los contradictores del desarrollo del fracking, asumen que éste se realizará de manera indebida, irrazonable o inadecuada, razón por la cual pretenden su suspensión o prohibición, contraviniendo la Jurisprudencia del Consejo de Estado que ordena que no se deben prohibir actuaciones o actividades sólo porque su abuso o uso inadecuado pueda generar un riesgo.

Así mismo, este principio no puede usarse para pretermitir la aplicación de aquellas normas ambientales creadas especialmente para remediar problemas de esa naturaleza. Es por esto que, siendo nuestra regulación la más estricta en el mundo en materia de exploración y explotación de YNC mediante la técnica del fracking, no existe ninguna razón para no aplicar tales normas y proceder, en cambio, a prohibir de manera absoluta, general y desproporcionada tal actividad.

**7.4 Las medidas adoptadas no pueden ser arbitrarias ni caprichosas.**

En este evento no se encuentra demostrado con un mínimo de evidencia objetiva y científica, porqué debe aplicarse el principio de precaución para suspender o prohibir de manera absoluta el fracking, así como tampoco se demostró la razón por la cual las normas técnicas o ambientales son insuficientes para preservar y proteger el medio ambiente y la salubridad pública. Razón por la cual, prohibirlo o suspenderlo de manera general y absoluta, es una medida desproporcionada cuya justificación y necesidad no ha sido demostrada por los autores de la presente iniciativa.

Así mismo, la aplicación del principio de precaución no puede derivar en una orden de suspender o prohibir absolutamente el desarrollo de actividades industriales —y menos cuando tales actividades redundan en beneficio del desarrollo social y económico del país—, sino en tomar medidas eficaces para impedir y mitigar eventuales impactos en el medio ambiente y la salubridad pública.

El estándar impuesto por el Consejo de Estado no es "una prueba o duda al menos indicaría sobre la sospecha de la existencia de ese riesgo ante la incertidumbre". Por el contrario, el

<sup>31</sup> Corte Constitucional, Sentencia T-299 de abril 3 de 2008. M.P. Jaime Córdoba Triviño.



*objetiva de una amenaza de daño grave e irreparable al ambiente y la motivación de la decisión con base en dicho fundamento”.*<sup>32</sup> (Negrillas del texto original.)

La exploración y explotación de gas y petróleo a través del fracking no genera per se daños irreversibles al medio ambiente. En efecto, puede generar impactos ambientales, como cualquier actividad humana, circunstancia que no justifica su prohibición.

Es necesario aclarar la diferencia que existe entre el concepto de daño e impacto, el cual parece no estar claro por parte de los autores. Tal y como se ha manifestado de forma reiterada por la jurisprudencia tanto de la Corte Constitucional como del Consejo de Estado, no cualquier alteración o impacto en el ambiente puede entenderse como un daño.

El impacto se refiere a cualquier alteración en el medio ambiente causada por el ser humano o por la misma naturaleza. De acuerdo con el artículo 1° del Decreto 2041 de 2014 integrado en el Decreto 1076 de 2015, impacto ambiental es “cualquier alteración en el medio ambiental biótico, abiótico y socioeconómico, que sea adverso o beneficioso, total o parcial, que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto, obra o actividad” y el daño es un perjuicio antijurídico que ni de forma individual ni colectiva, nadie está obligado a soportar. En consecuencia, cualquier proyecto, obra u actividad va a generar un impacto ambiental. Sin embargo, ello no quiere decir, necesariamente, que ese impacto se traduzca en daño, pues, el impacto genera daño únicamente en la medida en que sea antijurídico, es decir, cuando excede el umbral de lo jurídicamente soportable<sup>33</sup>.

“Cuando se habla de impacto se está ante una serie de cargas que la comunidad y el medio ambiente en donde se desarrolla la operación del caso está en condiciones de soportar. Diferente situación ocurre cuando se habla de daño; en este caso, la carga para la comunidad resulta ser mayor a la que estaba en condiciones de soportar, y, por lo tanto, deberá ser reparada”<sup>34</sup>.

Se deben preferir las medidas que permitan el uso de los recursos y que garanticen la protección al medio ambiente y a la salud, por encima de la prohibición. Así, la recomendación que ha dado la Comisión Europea a sus miembros para garantizar la salud de sus ciudadanos y la protección al medio ambiente, es aplicar unos principios mínimos para la exploración y explotación utilizando el fracking, además de legislación ambiental general de cada país y la comunitaria.<sup>35</sup> La Comisión Europea recomienda, entre otras:

<sup>32</sup> Consejo de Estado. Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Primera, “Auto de 5 de febrero de 2015”. Rad. No. 85001.23.23.000.2014.00218.01 (AP), C.P.: Guillermo Vargas Ayala.

<sup>33</sup> Este análisis se ha desarrollado en varias oportunidades por la Oficina Holland & Knight, especialistas entre otros en asuntos ambientales.

<sup>34</sup> Holland & Knight

<sup>35</sup> Diario Oficial de la Unión Europea, “Recomendación de la Comisión de 22 de enero de 2014”, disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014H0070&from=FR>

3.2 [...] establecer normas claras sobre posibles restricciones de actividad, por ejemplo en zonas protegidas o expuestas a inundaciones o a seísmos, así como sobre las distancias mínimas entre las operaciones autorizadas y las zonas residenciales y las zonas de protección de las aguas. Asimismo, deben establecer limitaciones en relación con la profundidad mínima entre la superficie que va a fracturarse y las aguas subterráneas.

[...]

**7. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA INSTALACIÓN**

Los Estados miembros deben velar por que la instalación esté construida de una manera que impida las posibles fugas a la superficie y los derrames al suelo, al agua o al aire.

En este caso no se cuenta con un “sustento objetivo mínimo”<sup>36</sup> que sirva de fundamento para limitar las libertades económicas y prohibir una técnica que garantiza la autosuficiencia energética del país. Las fuentes citadas no reflejan la realidad de la regulación vigente en Colombia.

**7.5. La evidencia debe ser objetiva y científica.**

También, de manera aislada y descontextualizada, se citan algunos estudios realizados en Estados Unidos, en relación con supuestos impactos ambientales y a la salud causados por proyectos desarrollados en situaciones distintas a las colombianas. Sin embargo, cuando las autoridades colombianas se refieren a otros estudios realizados en Estados Unidos e Inglaterra para explicar por qué nuestra regulación vigente es correcta, suficiente e incluso más estricta que la extranjera, no tiene para los autores el mismo efecto de credibilidad.

**7.6 Las medidas tomadas por las autoridades ambientales son razonables y suficientes para proteger e impedir eventuales impactos en el medio ambiente y la salubridad pública.**

Las autoridades colombianas, conscientes de que el fracking, al igual que otras actividades industriales, generan impactos ambientales y a la salud, han desarrollado una regulación que busca evitar la materialización de tales riesgos. La propia Contraloría General de la República reconoció los avances en la regulación:

<sup>36</sup> Consejo de Estado. Sala Plena Contenciosa Administrativa, Sección Primera, “Auto del 20 de mayo de 2016”, Exp. 730012331000201110061101



*"Se considera como un avance positivo el desarrollo normativo para el uso del fracking en Colombia, lo cual evidencia lo actuado por diferentes entidades del estado luego de la función de advertencia de la CGR en septiembre de 2012, avances representados en parte mediante la expedición de resoluciones, acuerdos y un decreto"<sup>37</sup>.*

No es cierto que en nuestra regulación no se hayan incluido obligaciones ambientales para las empresas que desarrollen proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos en YNC, y mucho menos que no haya obligaciones específicas en cuanto a los pozos y usos del agua. La regulación colombiana, tal y como se explicó en el capítulo correspondiente, prevé acciones generales y particulares dependiendo del lugar de la extracción. Por tanto, es irrazonable y desproporcionado pretender **por vía general**, aplicar una medida para suspender o prohibir de manera absoluta la realización de una actividad económica e industrial.

Además del cumplimiento de la regulación particular para extraer YNC a través del fracking, quienes pretenden utilizar tal técnica deben cumplir la regulación ambiental general. Para cada proyecto, el solicitante de la licencia ambiental debe presentar un estudio de impacto ambiental en el que *"realice un análisis de aquellos impactos de carácter reversible e irreversible que se presenten en los recursos naturales, ya sea en suelo, subsuelo, agua subterránea; [...] y así se presenten medidas de manejo de dichos impactos, y programas de monitoreo y seguimiento."*

Es importante indicar que además de las medidas generales y particulares que hoy existen, se están desarrollando los términos de referencia para la fase de explotación, para cumplir el principio de prevención.

Por todo lo anterior, no es posible afirmar que existan estudios técnicos o científicos que, de acuerdo con la regulación colombiana, permitan concluir que debe prohibirse la extracción de YNC a través del fracking, pues existe una duda razonable y objetiva del riesgo que dicha técnica representa.

**7.7. Diferencia con el Principio de Prevención**

Teniendo en cuenta lo anterior, se puede exigir que las entidades que formulan la política pública ambiental, reglamenten y tomen las acciones necesarias que impidan la materialización de riesgos y, para los casos en que exista certeza frente a la ocurrencia de daños, las autoridades ambientales gozan de total competencia para regular la generación de impactos, y la forma en la que éstos puedan ser evitados, mitigados, resarcidos o compensados. Es decir, la administración puede regular riesgos y autorizar actividades que

generen impactos ambientales, siempre y cuando hagan exigibles medidas de control y de manejo ambiental, siendo importante aclarar que esto es lo que se conoce como el principio de prevención.

En tanto que el principio de precaución parte de la base de la falta de certeza científica, el principio de prevención se fundamenta en que se tiene conocimiento sobre los impactos que genera una actividad, y por ende, procede a autorizar dicha actividad sujeto al cumplimiento de unas medidas de manejo específicas. Es esta la vocación de los permisos y licencias ambientales, donde tomando como ejemplo la construcción de una vía, sabemos que se causará un impacto ambiental propio de la actividad (toda actividad genera un impacto), pero en contraprestación al desarrollo que puede significar una vía para una región, la Autoridad Ambiental debe garantizar que tal actividad se desarrolle en la medida que se cuente con la respectiva licencia que regule el uso y aprovechamiento de recursos naturales, sujeto por supuesto, a un Plan de Manejo Ambiental y a unas medidas específicas correspondientes al impacto.

Por otro lado, el Consejo de Estado ha diferenciado con mayor claridad el principio de precaución del de prevención, observando así que si el riesgo no es previsible procede el principio de precaución, pero, si el riesgo es previsible, procede el principio de prevención:

*"Precisó la Corte que estos principios, que guían el derecho ambiental, persiguen, como propósito último, el dotar a las respectivas autoridades de instrumentos para actuar ante la afectación, el daño, el riesgo o el peligro que enfrenta el medio ambiente, que lo comprometen gravemente, al igual que a los derechos con él relacionados."*

*Tratándose de daños o de riesgos, en los que es posible conocer las consecuencias derivadas del desarrollo de determinado proyecto, obra o actividad, de modo que la autoridad competente pueda adoptar decisiones antes de que el riesgo o el daño se produzcan, con el fin de reducir sus repercusiones o de evitarlas, opera el principio de prevención que se materializa en mecanismos jurídicos tales como la evaluación del impacto ambiental o el trámite y expedición de autorizaciones previas, cuyo presupuesto es la posibilidad de conocer con antelación el daño ambiental y de obrar, de conformidad con ese conocimiento anticipado, a favor del medio ambiente."*

*El principio de precaución o tutela se aplica en los casos en que ese previo conocimiento no está presente, pues tratándose de este, el riesgo o la magnitud del daño producido o que puede sobrevenir no son conocidos con anticipación, porque no hay manera de establecer, a mediano o largo plazo, los efectos de una acción, lo cual tiene su causa en los límites del conocimiento científico que no*

<sup>37</sup> Página 9, anexo 2, "Informe Actuación Especial AT No. 31".



permiten adquirir la certeza acerca de las precisas consecuencias de alguna situación o actividad, aunque se sepa que los efectos son nocivos.<sup>38</sup> (negrita por fuera del texto original).

Así las cosas, las acciones encaminadas a desincentivar el desarrollo de YNC, no pueden invocar el principio de precaución con tan solo basar apreciaciones en la posible ocurrencia de un riesgo, más aún, cuando de ninguna manera puede asegurarse que el riesgo de ocurrencia derivado de cualquier intervención sea cero. En ese sentido, la Corte Constitucional en sentencia C-988 de 2004 especificó que el criterio de precaución:

**“no significan que únicamente cuando se ha demostrado que un producto o un proceso no tiene ningún riesgo entonces puede ser usado, pues es imposible demostrar la ausencia de riesgo. El principio de precaución supone que existen evidencias científicas de que un fenómeno, un producto o un proceso presentan riesgos potenciales a la salud o al medio ambiente, pero esas evaluaciones científicas no son suficientes para establecer con precisión ese riesgo”. En ese sentido, concluyó, “si no hay evidencias básicas de un riesgo potencial, no puede arbitrariamente invocarse el principio de precaución para inhibir el desarrollo de ciertas prácticas comerciales o investigativas. Por el contrario, en los casos de que haya sido detectado un riesgo potencial, el principio de precaución obliga a las autoridades a evaluar si dicho riesgo es admisible o no, y con base en esa evaluación deben determinar el curso de acción”. (negrita por fuera del texto original).**

Por otra parte, es un despropósito, limitar un principio que exhorta al uso de la ciencia, poniendo como premisa la limitación de la misma. Es imperante recurrir a todos los medios que promuevan la innovación, investigación científica, la aplicación de tecnología y de buenas prácticas en el marco de la sostenibilidad, razón por la cual sería absurdo generar prohibiciones de actividades de exploración hidrocarbúfera en YNC, cuando ésta, precisamente es la etapa que por excelencia demostraría la capacidad técnica y operativa de las operadoras, pero sobretodo la rigurosidad y eficiencia de la industria frente a las actividades técnicas que garantizan el cuidado y protección medioambiental.

Para entender el caso colombiano se requiere investigación científica y para esto es necesario explorar, pues sólo así podremos tener certeza de los impactos específicos, razón por la cual es importante promover el desarrollo de pruebas piloto que conduzcan a evidenciar, en la práctica, los efectos del desarrollo de la actividad y en

<sup>38</sup> Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, Subsección A, doce de marzo de dos mil doce (2012). C.P. Carmen Teresa Ortiz de Rodríguez. Caso de la Resolución 5532 del 24 de junio de 2008 de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales.

ese sentido, aterrizar la gestión más eficiente en aras de garantizar acciones que eviten la materialización de riesgos y todas aquellas actividades que implementen medidas idóneas para evitar, mitigar, resarcir y compensar los posibles impactos.

Al respecto, la sentencia T-299 de 2008 determinó los límites que conducen la aplicación del principio de precaución. “En primer lugar, dicho principio no puede verse como una renuncia a la certeza científica, como una afectación a la investigación ni como un estancamiento de las actividades científicas”. De hecho, determinó que las “decisiones tomadas en virtud del principio de precaución tienen siempre el carácter de provisionales, pues el enfoque de precaución no prevalece sobre la certeza científica”; en tal sentido, su aplicación constituye un indicador de la necesidad de profundizar en las investigaciones, y no un límite a las mismas.

**8. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES:**

Ante decisiones de la magnitud que se pretenden con la aprobación de leyes que prohíben una técnica cuya importancia desde el punto de vista económico ha sido explicada, y cuya posibilidad de manejo de riesgos ha sido presentada, es importante tener en cuenta experiencias internacionales.

Países Canadá y Estados Unidos. resaltan por ser países con producción combinada de shale gas y shale oil. También se encuentra China, que sólo produce shale gas, y Argentina que sólo está extrayendo shale oil. En China, Sinopec y PetroChina están siendo las compañías encargadas de extraer el shale gas del subsuelo en la región norte del país. En Argentina, la compañía estatal YPF ha iniciado la exploración y explotación de YNC en el área de Vaca Muerta, en la cuenca de Neuquina alcanzando una producción actual superior a los 20.000 barriles al día, según publica Energy Information Administration (EIA) de los Estados Unidos. Otros países como Australia, Inglaterra y México están poniendo en marcha exploraciones y estudios para comprobar la rentabilidad de este tipo de proyectos. Argelia, Colombia, y Rusia son algunos otros ejemplos de países que están preparándose para iniciar operaciones en YNC.

En ninguno de los casos, se han presentado los “desastres” o las “consecuencias nefastas” a las que se vienen, de manera equivocada, haciendo referencia. No existe evidencia alguna de contaminación al recurso acuifero, de limitaciones de acceso al recurso hídrico y/o de micro-sismicidad que hayan generado afectaciones significativas. Y no se han evidenciado afectaciones en la salud derivada directamente del desarrollo de actividades en YNC.

El total de pozos perforados a nivel mundial superan los 2 millones de los cuales el registro de accidentes en subsuelo y contaminación de acuíferos por causas operativas es menos del 0.00005% y sucedieron por malas prácticas operativas de compañías que no son de talla mundial, a diferencia de las que están actualmente en Colombia. Hasta el momento no se

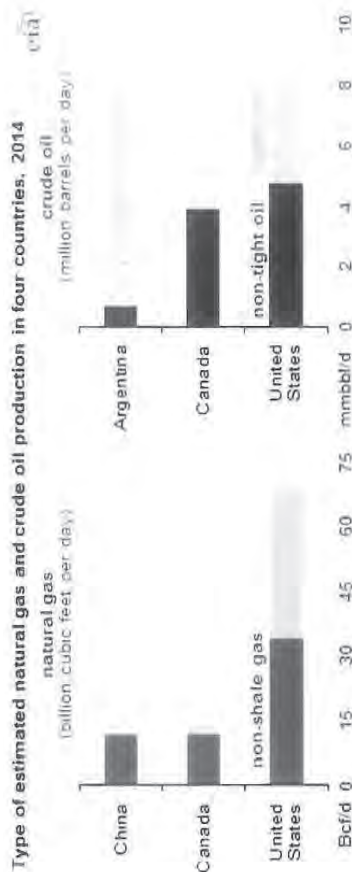
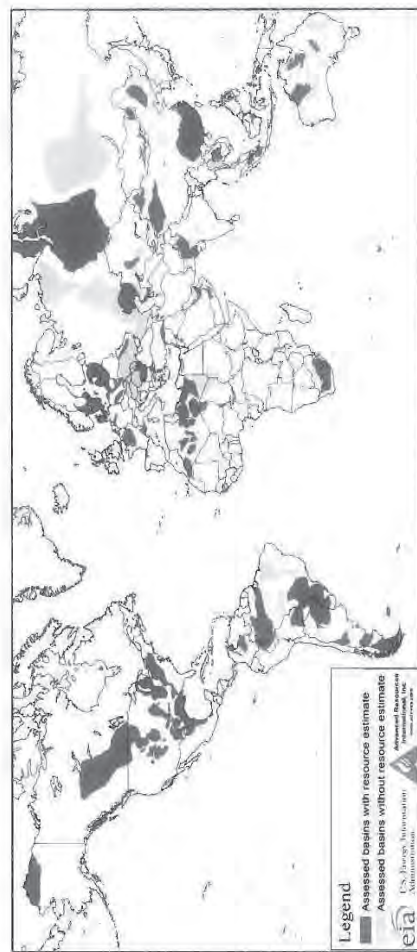


ha atribuido de manera rotunda, con evidencias claras y contundentes, la relación entre las actividades de fracking con la contaminación del agua de consumo humano en las áreas operativas.

En Estados Unidos la producción de recursos de no convencionales se ha desarrollado rápidamente los últimos 15 años, convirtiéndolo en el mayor productor de gas y primera potencia del mundo. En lo que se refiere al *shale oil* todavía se produce más petróleo de yacimientos convencionales, pero la técnica que ha permitido a Estados Unidos superar los 9 millones de barriles al día ha sido el fracking.

Por otro lado, los beneficios han sido de suma importancia. EE.UU. ha pasado de ser un importador de gas, a ser hoy, no solo un auto abastecedor, sino un exportador neto. A su vez, las actividades en YNC han implicado una nueva dinámica de empleo y encadenamientos productivos a nivel regional. Esto incluye los estados de Texas, Pennsylvania y Dakota del Norte, las provincias de Alberta y Columbia Británica en Canadá, así como la provincia de Neuquén en Argentina.

Cabe anotar que Argentina y Colombia iniciaron la expedición de las normas y estándares al mismo tiempo. Mientras hoy Argentina produce hidrocarburos y se beneficia de los ingresos de la actividad sin haber tenido impactos ambientales que no hayan sido prevenidos o mitigados, Colombia sigue esperando la posibilidad de proceder. Así mismo, México ya ha iniciado la fase de contratación de proyectos de YNC a través de las rondas posteriores a la reforma energética de ese país, atrayendo mucho interés de inversionistas internacionales. México, como Colombia, cuenta con el marco normativo y regulatorio correspondiente. El potencial de Yacimientos No Convencionales a nivel mundial lo estableció la Energy Information Administration acorde con el siguiente mapa:



Frente a los países que han declarado prohibición y moratoria, es necesario aclarar que de una parte, algunos no han declarado en todo el país, sino en algunos territorios particulares y de otra parte, los pocos países que aún continúan bajo un esquema de moratoria no tienen como fuente principal hidrocarburos provenientes de YNC, o no tienen esa fuente de suministro.

Por ejemplo, en el caso de Francia, su matriz energética en más del 80% depende de fuentes nucleares y Alemania, que hace poco acaba de levantar la moratoria, tiene carbón doméstico, y por razones geopolíticas, importa el gas de Rusia. Otros países, como Sudáfrica o Inglaterra, al igual que Colombia, han tardado en desarrollar el marco normativo, pero en la actualidad se encuentra regulada la actividad, dándole viabilidad. Es importante indicar el caso de Inglaterra que después de una moratoria de siete años autorizó el desarrollo de los YNC.

En cuadro anexo a este documento (Anexo No. 2) se indica el desarrollo de los YNC en varios países del mundo<sup>39</sup>.

**9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:**

- La prohibición del desarrollo del fracking tal y como se pretende en este evento no se refiere simplemente a una técnica de extracción de hidrocarburos, por el contrario, lo que se pretende es restringir y prohibir el desarrollo general de la

<sup>39</sup> <https://www.velaw.com/Shale---Fracking-Tracker/Global-Fracking-Resources/>. Estudio realizado por la Consultora Vinson & Elkins



<p>industria en el país, pues hoy se trata de esta técnica, pero en un futuro se puede dirigir a cualquier forma de explotación de los recursos naturales no renovables, circunstancia que adicionalmente modifica el actual modelo económico de Colombia. Lo anterior, teniendo en cuenta claras y reiteradas manifestaciones de algunos movimientos políticos que pretenden proscribir de forma irresponsable el desarrollo de la actividad petrolera en el país.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La industria hace un llamado constructivo al poder legislativo para contribuir al fortalecimiento de la legitimidad del actuar de las entidades estatales tanto a nivel nacional como territorial y a no perder de vista que a la discusión sobre si debe o no implementar una tecnología para el aumento potencial de las reservas petroleras del país, discusión sin precedentes en el Estado Colombiano, subyace una discusión superior sobre la política energética del país y una transición energética que debe ser objeto de un debate amplio y participativo que supera el trámite legislativo que surtirá este proyecto.</li> <li>• Desde la ACP queremos hacer un llamado respetuoso para reiterar la importancia de esta industria para desarrollo económico y social del país, en la medida en que restringir y/o prohibir su desarrollo, así como suspender las operaciones en proyectos en curso, además de no generar los recursos necesarios para la inversión social, pone a Colombia en un riesgo importante de perder su autosuficiencia energética siendo necesario que el país se vea obligado a importar petróleo y gas a partir del año 2021.</li> <li>• La industria de hidrocarburos no es enemiga de la protección al medio ambiente, por el contrario, las compañías operadoras desarrollan sus actividades de forma responsable y sostenible, en virtud de lo establecido en la normatividad técnica, social y ambiental vigente. Razón por la cual, tampoco se opone en momento alguno a las preocupaciones ambientales manifestadas por las comunidades, por el contrario a lo largo de este proceso, hemos manifestado el ánimo de tener un diálogo respetuoso e informado, basado en argumentos técnicos y científicos, tal y como se vio en los foros regionales convocados por la H. Comisión.</li> <li>• No procede una moratoria tal y como se propone el proyecto de ley No. 115 de 2018 Senado teniendo en cuenta que Colombia no está improvisando en el desarrollo de los No Convencionales, por el contrario, el país lleva 10 años preparándose para tal fin. Desde el 2008 se tomó la decisión de identificar y desarrollar estos yacimientos dándose los primeros lineamientos en el Conpes 3517 y en la Ley 1450 del 2011 el Plan Nacional de Desarrollo (2010-2014), el Gobierno estableció la necesidad de identificar y aprovechar estos recursos, desarrollándose posteriormente una regulación técnica, ambiental y contractual estricta para tal fin. Posteriormente se</li> </ul>	<p>convocó a las empresas con mayor experiencia y rigor internacional, iniciando un programa de Gestión del Conocimiento, de fortalecimiento institucional y desarrollo del marco regulatorio. Razón por la cual se puede concluir, que nos encontramos frente a una moratoria de facto.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A pesar de contar un marco regulatorio robusto y estricto para iniciar la etapa exploratoria, no es cierto a diferencia de lo expresado por muchos contradictores, que exista evidencia científica que demuestre que la implementación del fracking, atente y/o contaminen las fuentes hídricas (superficial o subterránea) causen sismos y terremotos o se afecte la salud humana. El desarrollo de los YNC se puede hacer de forma responsable y sostenible con el ambiente y las comunidades.</li> <li>• De prohibirse el desarrollo de los YNC tal y como se pretende en este proyecto de ley, se atenta contra la libertad de empresa la tratarse de una actividad lícita y constitucionalmente reconocida, se vulnera la seguridad jurídica como uno de los mayores activos del Estado Colombiano, así como también se presenta una clara vulneración y eliminación de las competencias de la institucionalidad ambiental y de la ANH como administradora del recurso hidrocarburo.</li> <li>• Así las cosas, y dado el aporte de los YNC frente a la estabilidad macroeconómica y fiscal, el desarrollo regional y la seguridad energética, el país no debe prohibir su desarrollo, sino permitir que la fase exploratoria proceda y se cuente con la información suficiente para su desarrollo y producción. Los YNC, no sólo otorgarían los recursos para fomentar la diversificación productiva y la transición energética, también serían fuente de empleo y recursos en departamentos como el Cesar y Santander.</li> <li>• Se reitera que un proyecto tipo de YNC podría generar 10 mil millones de dólares en impuestos, derechos económicos y regalías, siendo importante resaltar que dentro de los próximos cinco años podrían desarrollarse de tres a cinco proyectos si la exploración identifica que estos proyectos son factibles. Podría generar 1,500 empleos directos, y por cada uno de éstos se asocian entre 2,5 y 3 empleos indirectos e inducidos, alcanzando así alrededor de 5,000 empleos apalancados. Aportaría 2,500 millones de dólares en regalías, otras contribuciones y el efecto multiplicador de impuestos locales derivados de la cadena productiva, así como 1,000 millones de dólares por inversión social obligatoria.</li> </ul> <p>Honorables Senadores,</p> <p>Colombia no debe prohibir una actividad que ha sido el instrumento para el desarrollo económico y social del regional y energético del país, y perder la oportunidad de</p>
--	--



desarrollarlos de forma sostenible y responsable, máxime cuando muchos de los contradictores fundamentan el debate en el desconocimiento y en la proliferación de un discurso desinformado y absolutamente ideologizado.

Cordialmente,

*Francisco José Lloreda Mera*

**FRANCISCO JOSÉ LLOREDA MERA**  
Presidente Ejecutivo

**ANEXOS:**

1. Informe Económico YNC una oportunidad para Colombia. Asociación Colombiana del Petróleo, noviembre de 2018. (Anexo No. 1)
2. Informe sobre el desarrollo de los YNC en diferentes países (Anexo. No. 2)
3. Cuadro explicativo en el que se exponen argumentos a cada uno de los artículos del proyecto de ley. (Anexo. No. 3)
4. Cuadro Explicativo frente a los argumentos expuestos en la exposición de motivos del Proyecto de Ley. (Anexo. No. 4)
5. Documento preguntas y respuestas sobre mitos y realidades del desarrollo de los YNC elaborado por la ACP. (Anexo. No. 5)
6. Gráficas sobre procedimiento y aplicación de la técnica. (Anexo. No. 6)
7. REGULACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL EN COLOMBIA. Ana Cristina Sánchez-Thorin y Orlando Cabrales. (Anexo. No. 7)

**INFORME ECONÓMICO**

ACP

**YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES: UNA OPORTUNIDAD PARA COLOMBIA**

Vicepresidencia de Asuntos Económicos y Regulatorios / Agosto-Septiembre 2018

El desarrollo de los Yacimientos No Convencionales (YNC) en Colombia, específicamente con la técnica del *fracking*, ha generado opiniones diversas, y muchos interrogantes. En este contexto, y conociendo la importancia de estos recursos para la seguridad energética y la sostenibilidad fiscal nacional, realizamos una revisión de la experiencia internacional, encontrando que los beneficios resultantes de su desarrollo son lo suficientemente importantes para darle una oportunidad a esta técnica de extracción de hidrocarburos, con la cual se ha beneficiado a la sociedad en general y particularmente a las economías de los países que la han desarrollado.

Sumado a lo anterior, es importante reconocer que como en cualquier otra actividad, existen unos riesgos identificables que pueden ser prevenidos y mitigados con la implementación y seguimiento de la regulación, la colaboración de todos los involucrados y las buenas prácticas de una industria, que además de ser una de las más reguladas, tiene una curva de un siglo de aprendizaje.

Vale la pena aclarar que *fracking* hace referencia a estimulaciones hidráulicas realizadas en la profundidad, en múltiples etapas en pozos horizontales. Esta técnica ha permitido aprovechar en otros países recursos que se encuentran atrapados en la roca generadora, y que son difícilmente recuperables de otra forma. En Colombia no existe en la actualidad ningún proyecto de yacimientos no convencionales en etapa de producción, no obstante el sector lleva más de 10 años preparándose para explorarlos y desarrollarlos aplicando esta técnica.

Presentamos a continuación un análisis de los beneficios económicos que traería el desarrollo de los YNC, en el que se resalta su impulso al desarrollo regional, los recursos que generaría para financiar el desarrollo social y los programas del Gobierno Nacional y la seguridad energética frente a la caída de reservas de petróleo y gas observada en los últimos años.

**4. Impulso al desarrollo regional:**

Para estimar este impacto, definimos de manera conservadora un "proyecto tipo" en el cual se invertirían entre 10.000 y 15.000 millones de dólares con una perforación de 800 a 1.400 pozos en etapa de producción. Desarrollar un solo proyecto como este podría representar durante su vida útil (hasta 30 años):

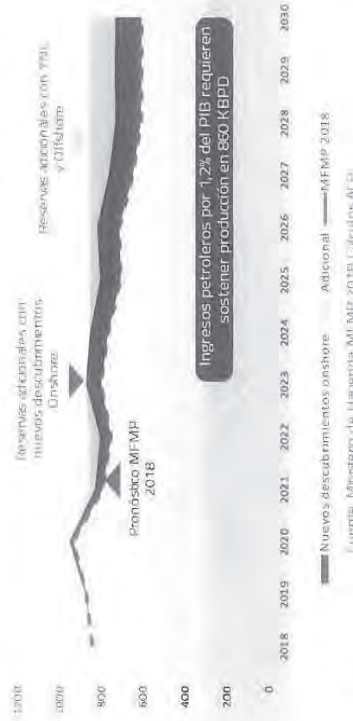
- 5.000 empleos, entre directos, indirectos e inducidos. Que en departamentos donde se llevarían a cabo estos proyectos cubriría el 10% del desempleo.
  - o 1.500 empleos directos cuando se encuentre operando.

Alzateora Hernández, Vicepresidencia, Catalina Peña, Coordinadora Regulatoria, Jaime Fyfe, Asesor



Por otro lado, un análisis hecho por la ACP encuentra que, en este sentido, la incorporación a mediano plazo de reservas provenientes de YNC aportaría los ingresos fiscales requeridos para cubrir el déficit. Con base en este análisis, realizado con las cifras del Marco Fiscal de Mediano Plazo 2018, concluimos:

Gráfica 1. Requerimientos de reservas YNC y Offshore para sostener la producción actual (KBPD)



- Serán insuficientes las nuevas reservas de yacimientos convencionales, aún duplicando los niveles actuales de exploración en tierra firme (ver Gráfica 1).
- Las reservas de petróleo provenientes de yacimientos convencionales se están agotando y se ha registrado una baja incorporación anual de reservas en el último quinquenio, en comparación con el anterior: **“no estamos reponiendo lo que consumimos”**.
- Las reservas de gas natural también se encuentran declinando. El Gobierno prevé necesidades de importación por el Pacífico desde el 2023<sup>4</sup> si no se incrementan las reservas.
  - Profundizando el problema macroeconómico: el gas importado cuesta el doble que el gas local y no generaría empleos, regalías e impuestos.
  - Con la importación de gas (lo más seguro gas proveniente de YNC) el empleo, las regalías y los impuestos quedan en otros países que sí desarrollaron estos recursos y Colombia deja su gas atrapado en el subsuelo.

3. Seguridad energética:

En lo relacionado con seguridad energética, los YNC se proyectan como grandes aliados pues permitirían incrementar las reservas de hidrocarburos en el país, necesarias para satisfacer la demanda nacional en el mediano y largo plazo. Lo anterior, teniendo en cuenta que las reservas

<sup>4</sup> Fuente: UPME, 2018

- Por cada empleo directo, se estima el apalancamiento de 2,5 a 3 empleos indirectos e inducidos.
- 2.500 millones de dólares por concepto de regalías.
- Entre 100 y 150 millones de dólares en inversión social obligatoria, para la comunidad vecina al proyecto.
- Un efecto multiplicador en impuestos locales asociados a la cadena de bienes y servicios.

Los efectos positivos se deben a que con la extensión de estos proyectos se necesita gran cantidad de mano de obra calificada y no calificada, pues requieren inversiones permanentes e importantes a largo plazo durante su vida útil, donde se perfora una gran cantidad de pozos y se desarrollan actividades particulares en las campañas de estimulación hidráulica.

Así mismo, el empleo de mano de obra local se acompañará del entrenamiento de mano de obra no calificada para las tareas a realizar. En la revisión de la experiencia internacional se encontró que más del 50% de los trabajos del desarrollo de YNC requirió mano de obra semicalificada accesible en las regiones.

2. Recursos para la financiación de programas del Gobierno Nacional:

A mediano plazo, la sostenibilidad fiscal y económica del Gobierno central no está garantizada: **con la caída en la producción de petróleo proyectada por el propio Gobierno, será difícil obtener los ingresos requeridos para cumplir los objetivos del Marco Fiscal de Mediano Plazo.** En ese contexto, los YNC serían aliados estratégicos para la financiación del Estado, teniendo en cuenta que un proyecto tipo podría generar más de 10.000 millones de dólares durante su vida útil en impuestos, derechos económicos contractuales, dividendos y regalías (aproximadamente: 500 millones de dólares por año, es decir, 1,5 billones de pesos anuales<sup>2</sup>).

De manera ilustrativa, al comparar el aporte anual en impuesto a la renta de un proyecto tipo de YNC, con respecto a las actividades de otros sectores en el país, encontramos que<sup>3</sup>:

- Equivale a 2 veces el pago del impuesto a la renta de la fabricación de cemento en un año.
- Representa 6 veces el aporte anual de todos los cultivos de flor.
- Es equivalente a 15 veces el impuesto que pagan todos los cultivos de palma.
- Se asemeja a 55 veces el aporte anual del sector arrocero.

Cabe resaltar que el Estado es quien recibe la mayor parte de la renta que genera un proyecto de YNC, pues le corresponde aproximadamente el 55% de la renta líquida del proyecto, y el inversionista obtiene el 45% restante. Lo anterior, aun con un régimen fiscal más atractivo que los yacimientos convencionales, principalmente en materia de derecho por precios altos y tarifas de regalías.

<sup>2</sup> Con una tasa de cambio de 3.000 pesos por dólar

<sup>3</sup> Cálculo ACP con base en información DIAN (2016)



<p>existentes se encuentran en declinación por tratarse de campos maduros, así como la insuficiencia para reponer las reservas consumidas, como bien señala el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos (UPME, 2018).</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Colombia cuenta con un potencial de recursos de YNC entre 3.000 y 9.000 MBEP [1].</li> <li>• Este potencial equivale entre 2 y 6 veces las reservas probadas de petróleo del país.</li> <li>• Resulta importante señalar que estas fuentes ofrecen mayor certeza de su existencia comparadas con los yacimientos convencionales.</li> </ul> <p>Teniendo en cuenta las tendencias mundiales y nacionales a nivel energético, donde las fuentes de energía renovable toman un mayor protagonismo, los hidrocarburos mantienen aún un rol importante dentro de la matriz energética.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ofrecen respaldo energético dada la intermitencia de las fuentes de energía renovable por las particularidades de los recursos que emplean.</li> <li>• Son fuente de financiación para la transformación energética y productiva del país.</li> </ul> <p>Por otro lado, con relación a la modernización de la refinería de Barrancabermeja, el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos menciona que en Norte América, con la expansión de la producción de crudo liviano (procedente de lutas), se han presentado cambios en capacidad, rendimiento y rentabilidad, así como en la cantidad de refinerías, generando un mejor aprovechamiento de la infraestructura.</p> <p>El crudo liviano que puede extraerse con técnicas como el fracking permitiría aprovechar la infraestructura disponible de refinación; incrementar los volúmenes de crudo que se emplean en las refinerías -en especial la de Barrancabermeja-, y a su vez, los que se producen de combustibles líquidos; así como contribuir en la evaluación económica de la modernización de la refinería, al contar con materia prima requerida para que los procesos actuales y futuros funcionen de forma más eficiente.</p> <p>En resumen, encontramos que el desarrollo de YNC mediante la técnica del fracking, es un vehículo para financiar e impulsar la diversificación energética y la modernización productiva del país.</p>	<p>análisis que se han producido a raíz de su implementación incorporan variables de carácter económico, ambiental y social. El resultado positivo de los análisis de costo-beneficio de estos proyectos ha llevado a que recientemente, Inglaterra y Australia (Zona Norte) decidieran levantar la moratoria que tenían a fin de autorizar la exploración y posterior desarrollo de sus YNC.</p> <p>Aunque cada caso tiene resultados particulares, a nivel económico y de manera general, se resaltan los siguientes logros asociados al desarrollo de YNC: generación de empleos directos e indirectos; incrementos en el ingreso promedio de las familias; aporte a la macroeconomía de los países; mayor inversión; precios competitivos de los energéticos; y mayor seguridad energética al contar con recursos aprovechables reduciendo la dependencia de las importaciones para suplir la demanda interna e inclusive generando excedentes exportables. En el anexo presentamos una breve recopilación de resultados obtenidos en estos países.</p> <p><u>Conclusiones:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Desarrollar los YNC permitiría al país:             <ol style="list-style-type: none"> <li>(i) Garantizar su seguridad energética y generar excedentes para exportar, en lugar de importar gas y petróleo.</li> <li>(ii) Aprovechar oportunamente los beneficios de un recurso que, bajo las actuales condiciones, se espera sea menos demandado a mediano y largo plazo.</li> <li>(iii) Mejorar la calidad del aire al sustituir el consumo de energías contaminantes por más gas natural.</li> </ol> </li> <li>➤ El país debe beneficiarse del desarrollo de los YNC que requieren de la técnica del fracking. Décadas de trabajo en otros países han permitido mejorar la tecnología y las prácticas para mitigar riesgos potenciales que pudieran derivarse de esta actividad, las cuales han sido recogidas en los altos estándares de la normatividad colombiana vigente.</li> <li>➤ La toma de decisiones responsables debe darse en el marco de un debate informado, técnico y objetivo sobre los riesgos reales y las medidas de prevención y mitigación necesarias.</li> <li>➤ Es importante avanzar con la fase exploratoria para confirmar el potencial del recurso, el plan de alistamiento para la fase de producción, y los estudios por parte de un grupo multidisciplinario de expertos para lograr un consenso como país alrededor del desarrollo de los YNC en Colombia.</li> </ul>
<p>4. <u>Revisión general de experiencia internacional:</u></p> <p>Estudios internacionales recientes adelantados por universidades y centros de investigación independientes, concluyen que los beneficios de los YNC para las comunidades superan las expectativas. Los potenciales impactos negativos no han sido suficientemente concluyentes para vetar la actividad, puesto que un marco regulatorio exhaustivo y robusto, puede ayudar a la prevención y mitigación de los mismos.</p> <p>Países como Estados Unidos, Canadá, Argentina y China, han dado grandes pasos en el uso de esta técnica para aprovechar los recursos que se encuentran en el subsuelo en sus territorios. Los</p>	<p>análisis que se han producido a raíz de su implementación incorporan variables de carácter económico, ambiental y social. El resultado positivo de los análisis de costo-beneficio de estos proyectos ha llevado a que recientemente, Inglaterra y Australia (Zona Norte) decidieran levantar la moratoria que tenían a fin de autorizar la exploración y posterior desarrollo de sus YNC.</p> <p>Aunque cada caso tiene resultados particulares, a nivel económico y de manera general, se resaltan los siguientes logros asociados al desarrollo de YNC: generación de empleos directos e indirectos; incrementos en el ingreso promedio de las familias; aporte a la macroeconomía de los países; mayor inversión; precios competitivos de los energéticos; y mayor seguridad energética al contar con recursos aprovechables reduciendo la dependencia de las importaciones para suplir la demanda interna e inclusive generando excedentes exportables. En el anexo presentamos una breve recopilación de resultados obtenidos en estos países.</p> <p><u>Conclusiones:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Desarrollar los YNC permitiría al país:             <ol style="list-style-type: none"> <li>(i) Garantizar su seguridad energética y generar excedentes para exportar, en lugar de importar gas y petróleo.</li> <li>(ii) Aprovechar oportunamente los beneficios de un recurso que, bajo las actuales condiciones, se espera sea menos demandado a mediano y largo plazo.</li> <li>(iii) Mejorar la calidad del aire al sustituir el consumo de energías contaminantes por más gas natural.</li> </ol> </li> <li>➤ El país debe beneficiarse del desarrollo de los YNC que requieren de la técnica del fracking. Décadas de trabajo en otros países han permitido mejorar la tecnología y las prácticas para mitigar riesgos potenciales que pudieran derivarse de esta actividad, las cuales han sido recogidas en los altos estándares de la normatividad colombiana vigente.</li> <li>➤ La toma de decisiones responsables debe darse en el marco de un debate informado, técnico y objetivo sobre los riesgos reales y las medidas de prevención y mitigación necesarias.</li> <li>➤ Es importante avanzar con la fase exploratoria para confirmar el potencial del recurso, el plan de alistamiento para la fase de producción, y los estudios por parte de un grupo multidisciplinario de expertos para lograr un consenso como país alrededor del desarrollo de los YNC en Colombia.</li> </ul>



<p style="text-align: center;"><u>Anexo</u></p> <p>Los estudios aquí revisados que han documentado los impactos económicos originados por el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales -YNC- en diferentes países, en general muestran grandes beneficios tanto para las comunidades como para las economías. Algunos de ellos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>WHIMBY (What's Happening in My Backyard?): A Community Risk-Benefit Matrix of Unconventional Oil and Gas Development</u> [2]. Estudio elaborado y publicado en junio de 2017, por el centro de investigación <i>Resources for the Future</i>. Realizan una matriz de riesgo-beneficio resumiendo el estado del arte de la literatura sobre impactos asociados a los desarrollos de gas y crudo no convencional en los Estados Unidos; análisis que incluye 45 variables con base en más de 100 estudios elaborados en la última década en su mayoría. A nivel económico, señalan que los estudios analizados encuentran un aumento en los empleos y los ingresos, así como beneficios inducidos para otros sectores y la economía de la región.</li> <li>• <u>The Local Economic and Welfare Consequences of Hydraulic Fracturing</u> [3]. Estudio realizado por investigadores de la Universidad de Chicago, del Instituto de Tecnología de Massachusetts y de la Oficina Nacional de Investigación Económica. La primera versión del artículo fue publicada en enero de 2017, y posteriormente actualizada en julio de 2018. Encuentran mejoras en un amplio conjunto de indicadores económicos con el despliegue de los YNC, con impactos heterogéneos entre regiones, donde en promedio los efectos netos para las comunidades locales son positivos.</li> <li>• <u>America's unconventional energy opportunity</u> [4]. Elaborado en junio de 2015 por investigadores de la Escuela de Negocios de Harvard y de la firma de consultoría <i>The Boston Consulting Group</i>. Plantean una estrategia gana – gana que involucra a varios agentes en el desarrollo de los recursos de YNC con base en tres pilares: mejorar la competitividad nacional, minimizar impactos sobre el ambiente y la salud, y utilizar los YNC para acelerar una transición costo-eficiente hacia un futuro con energía más limpia. Resaltan los beneficios económicos que ya han dejado los YNC en los EEUU, como la generación de empleos accesibles a los ciudadanos y mayores ingresos a la nación, así como las oportunidades que se esperan al continuar con su desarrollo.</li> </ul> <p>A continuación, presentamos una breve recopilación de los efectos económicos asociados al despliegue de los YNC, registrados en cinco países:</p>	<p><b>Estados Unidos</b></p>  <ul style="list-style-type: none"> <li>• La dinámica energética y los avances tecnológicos han permitido aprovechar recursos que antes resultaban costosos y no competitivos [5]. En Estados Unidos el desarrollo de los YNC ha generado:</li> <li>• Incrementos en el ingreso promedio de las familias entre US\$1.200 y US\$1.900. [3]</li> <li>• Precios de energía más bajos, mayor seguridad energética y reducción de la contaminación del aire y de las emisiones de gases de efecto invernadero. [3]</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• La creación de más de 2,7 millones de empleos directos e indirectos a 2015. Más del 50% de estos empleos requirieron habilidades intermedias, accesibles al ciudadano promedio. [4]</li> <li>• A 2012, el aporte de US\$237 billones de dólares a la economía nacional, cifra que se verá incrementada a medida que la industria crezca. [5]</li> <li>• Se estima que la revolución causada por el desarrollo de hidrocarburos provenientes de esquistos, aumentó las reservas recuperables de petróleo y gas en algo más del 15%. [6]</li> </ul> <p><b>Canadá</b></p>  <ul style="list-style-type: none"> <li>• En Canadá, el auge de los Yacimientos No Convencionales -YNC- comenzó desde 2006. El desarrollo de estos recursos ha traído contribuciones significativas a la economía canadiense, y sus efectos incluyen:</li> <li>• Más de 20.000 pozos perforados con esta técnica a 2017, y se estima que el <i>fracking</i> se utiliza en el 80% de los pozos nuevos que se perforan. [7]</li> <li>• Canadá es un exportador neto de petróleo. El 98% de las reservas probadas de petróleo están localizadas en arenas bituminosas y durante el 2017, esta fuente aportó el 64% de la producción: 2,7 Mbd. La producción no convencional ha superado la convencional desde el 2010. [8]</li> <li>• Sus reservas de gas se estiman entre 860 – 1.768 TCF, de los cuales entre 632 – 1.534 son de fuentes no convencionales. El 80% de su producción comercializable proviene de YNC. [9]</li> <li>• A nivel macroeconómico, se ha incrementado la inversión, cuenta con una balanza comercial más fuerte y ha reducido la dependencia de energéticos importados. [10]</li> <li>• Nuevos empleos: se estima que cada plataforma crea alrededor de 135 empleos, de los cuales 20 son directos. [7]</li> <li>• En Canadá no hay prohibiciones absolutas, aunque existen moratorias explícitas y de facto.</li> </ul> <p><b>Argentina</b></p>  <ul style="list-style-type: none"> <li>• En Argentina se produjo un desarrollo normativo simultáneo al de Colombia, pero este país ya inició la producción con <i>fracking</i>. Aquí se han evaluado los siguientes resultados vinculados a la actividad:</li> <li>• La disminución de las reservas y la producción de hidrocarburos convencionales se ha compensado con el descubrimiento e interés en la producción no convencional. En 2016, la producción de Yacimientos No Convencionales -YNC- alcanzó el 21,3% para gas y el 6,7% para petróleo. [11]</li> <li>• Las inversiones se han reflejado en una gran cantidad de pozos en extracción efectiva de YNC: 708 gasíferos y 586 petrolíferos, acumulados a 2016. [11]</li> <li>• El impulso del <i>fracking</i> en el área de Vaca Muerta ha aumentado en la provincia de Neuquén el empleo en el sector construcción en 20%, alcanzando en abril de 2018 un total de 13.140 puestos de trabajo generados. [12]</li> <li>• Según estimaciones y escenarios del Gobierno, por el desarrollo de YNC en Vaca Muerta, a 2030 se desarrollarían entre 63.000 y 82.000 empleos acumulados en Neuquén y entre 290.000 y 404.000 en toda Argentina, cifras que incluyen empleos directos e indirectos. [11]</li> </ul>	



- Inicio del fracking en Vaca Muerta de Mendoza en agosto de 2018. Hasta el momento, con una inversión de 30 millones de dólares, ha generado 250 empleos y marca el camino para la diversificación de la matriz energética y productiva. [13]

**China**



Aunque esperaba poder aprovechar su gran potencial, se le han presentado dificultades, dado que a diferencia de otros países, sus reservas son más profundas, más difíciles de alcanzar y están más fragmentadas [14].

- China cuenta con reservas de gas recuperables por 1.115 TCF, lo que lo posiciona como el país con las mayores reservas de este estilo a nivel mundial. [15]
- Se estima teóricamente que con estas reservas podría abastecerse por más de un siglo. [14]
- China ha encontrado dificultades para extraer este recurso, y resulta crucial para cerrar la brecha y avanzar en tecnología. [14]
- Durante 2017, produjo 318 TCF<sup>5</sup> de gas de lutita, 6% de la producción total de gas. A 2020 esperan producir 353 TCF<sup>6</sup>. [16]
- Entre 2018 y 2020, esperan la entrada en operación de 700 nuevos pozos de tres proyectos. [16]
- Un artículo recientemente publicado ha estimado que con la inversión en shale gas se ha conseguido un aumento general en la economía, correspondiente al 0,22% del PIB (del año 2015), y se han generado 1,2 millones de empleos. [17]

**Reino Unido**



En Reino Unido desde hace un par de meses se está dando el impulso desde el Gobierno para dar celeridad al desarrollo de YNC y gracias a ello, se espera dar inicio a la actividad en Inglaterra antes de culminar el año.

- Se estima un potencial de 1.300 TCF de gas de lutita en el norte de Inglaterra, con el cual se podría abastecer el Reino Unido por décadas. Al aprovechar el 10% de este volumen se podría abastecer a UK por 25 años. [18]
- Aunque aún no se han desarrollado los YNC, el Gobierno lanzó un plan para acelerar su desarrollo, con medidas en planificación y para tomar decisiones rápidas y justas, mejorando el proceso regulatorio. Otras medidas incluyen un fondo de soporte para las autoridades locales y consultas asociadas a la planeación de la actividad en el territorio. [19]
- La motivación detrás del apoyo al *fracking* es reducir la dependencia del gas importado. Las fuentes renovables tienen gran potencial, pero encuentran que deben complementarse con energía nuclear o fósil para satisfacer los requerimientos de la demanda.
- Desde 2012, el gobierno estableció una oficina para trabajar de cerca con los reguladores y la industria (hoy en día parte del Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial de UK) buscando garantizar un régimen claro, y protegiendo el ambiente y la seguridad de las

<sup>5</sup> 9 billones de metros cúbicos  
<sup>6</sup> 10 billones de metros cúbicos

personas. Dentro de los avances a octubre de 2018, el gobierno ha anunciado el nombramiento de un comisionado independiente para Shale Gas, que se encargará de ser el enlace entre comunidades, la industria y los reguladores; y la creación del SERG - *Shale Environmental Regulator Group* [20].

- Siete años después del primer intento para el fracking en el país, se espera dar inicio a actividades en el noreste de Inglaterra durante octubre de 2018. Comenzarán con pruebas en dos pozos, y su resultado permitirá evaluar si es comercialmente viable su desarrollo [21]

**Referencias**

[1] C. Vargas, «Potencial de recursos No Convencionales en Colombia,» 2014. [En línea]. <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Prospectividad%20en%20Yacimientos%20No%20Convencionales%20-%20Carlos%20Vargas.pdf>.

[2] Resources For The Future, «A Community Risk-Benefit Matrix of Unconventional Oil and Gas Development,» 2017. [En línea]. <http://www.rff.org/research/publications/whimby-what-s-happening-my-backyard-community-risk-benefit-matrix>.

[3] University of Chicago, «Study suggests hydraulic fracturing boosts local economies,» 22 Diciembre 2016. [En línea]. <https://news.uchicago.edu/story/study-suggests-hydraulic-fracturing-boosts-local-economies>.

[4] M. D. G. Porter, Gee, Pope, *America's Unconventional Energy Opportunity*, Harvard Business School & The Boston Consulting Group, 2015.

[5] US Chamber of Commerce, «Energy Works For US,» 2013. [En línea]. [https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/file-tool/Energy\\_Works\\_For\\_US.pdf](https://www.globalenergyinstitute.org/sites/default/files/file-tool/Energy_Works_For_US.pdf).

[6] UPME, «Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos,» 2018.

[7] The Narwhal, «What You Need to Know About Fracking in Canada,» 6 abril 2016. [En línea]. <https://thenarwhal.ca/what-is-fracking-in-canada/>.

[8] Natural Resources Canada, «Crude oil facts,» 2018. [En línea]. <https://www.nrcan.gc.ca/energy/facts/crude-oil/20064#L5>.

[9] Natural Resources Canada, «Natural Gas Facts,» 2018. [En línea]. <https://www.nrcan.gc.ca/energy/facts/natural-gas/20067>.

[10] Natural Resources Canada, «Economic Implications of Shale and Tight Resource Development,» 2017. [En línea]. <https://www.nrcan.gc.ca/energy/sources/shale-tight-resources/17684>.

[11] Ministerio de Energía y Minería, «Desarrollo de Vaca Muerta: Impacto económico agregado y sectorial,» 2018. [En línea]. <http://datos.minem.gob.ar/dataset/desarrollo-de-vaca-muerta-impacto-economico-agregado-y-sectorial>.

[12] Immeuquen, «Empleo: Vaca Muerta empuja la construcción,» 4 julio 2018. [En línea]. <https://www.immeuquen.com/empleo-vaca-muerta-empuja-la-construccion-n597541>.

[13] Grupo América - UNO, «Comenzó el fracking en Vaca Muerta de Mendoza,» 12 agosto 2018. [En línea]. [https://www.diariouno.com.ar/mendoza/comenzo-el-fracking-en-vaca-muerta-de-mendoza-08122018\\_r741P56rX](https://www.diariouno.com.ar/mendoza/comenzo-el-fracking-en-vaca-muerta-de-mendoza-08122018_r741P56rX).

[14] Bloomberg, «China Sits on the World's Biggest Shale Gas Prize. Pumping It Out Is the Hard Part,» 19



País	Estado regulatorio	Comentario
Argentina	Regulado	Crisis energética generó incentivos para su desarrollo en 2015.
China	Regulado	En 2011 se reconoció su potencial e inicio un plan de desarrollo.
Dinamarca	Moratoria	Se declaró moratoria en 2012. En 2015 se realizó piloto exploratorio que no arrojó buenos resultados (bajo potencial y altos costos). Este país posee gran potencial en recursos convencionales en el mar del norte, además se encuentra en un proceso de transición a energías de renovables al 100% a 2050.
Francia	Moratoria	La moratoria es sobre la técnica, no sobre el desarrollo de los YNC, se ha discutido técnicas alternativas al "Fracking" para su desarrollo. Este país posee una canasta energética basada en la energía nuclear y no en los hidrocarburos.
Alemania	Moratoria	Alemania reconoce el shale gas como un pilar de la transición energética, y como un elemento fundamental de la autosuficiencia energética. Este país se encuentra en proceso de transición energética a energías renovables, al menos 80% a 2050. Actualmente, se encuentra vigente una moratoria con vencimiento en 2021 para el desarrollo de la técnica de "fracking" de forma comercial, pero se permite su implementación para actividades de exploración y/o científicas.
India	Regulado	Exploración de YNC motivada por el desarrollo industrial del país y el aumento en la demanda energética, se busca disminuir la importación de gas actual (33% en 2014, se estima en 47% en 2016-17). Actualmente se encuentra en actividades de exploración, juega en su contra los altos costos de las actividades.
México	Regulado	Inició actividades de exploración en 2010, en 2013 inició su primer piloto de producción. Actualmente existe un fuerte debate alrededor del tema; sin embargo no existe prohibición formal.
Países Bajos	Moratoria	Existe moratoria mientras se realizan estudios de los riesgos e impactos reales de la actividad en su territorio. No se han realizado estudios que permitan comprobar los recursos existentes, adicionalmente con el gas convencional se garantiza la autosuficiencia energética. No existe la necesidad de desarrollar este tipo de recursos.

julio 2018. [En línea]. <https://www.bloomberg.com/news/features/2018-07-19/pepetochina-sinopec-are-chasing-an-elusive-shale-boom>.

[15] U.S. Energy Information Administration, «World Shale Resource Assessments,» 2015. [En línea]. <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>.

[16] Reuters, «China shale gas output to nearly double over three years: consultancy,» 16 abril 2018. [En línea]. <https://www.reuters.com/article/us-china-shale-woodmac/china-shale-gas-output-to-nearly-double-over-three-years-consultancy-idUSK8N1HN34X>.

[17] Xuecheng Wang et al, «Employment Creation of Shale Gas Investment in China,» *OPscience*, 2018.

[18] The Guardian, «Britain's shale gas deposits 'could supply country for 25 years',» 27 junio 2013. [En línea]. <https://www.theguardian.com/environment/2013/jun/27/britain-shale-gas-deposits-supply-25-years>.

[19] Independent, «Government announces plan to accelerate fracking developments by fast-tracking private companies' planning applications,» 17 mayo 2018. [En línea]. <https://www.independent.co.uk/news/uk/politics/fracking-development-government-plan-accelerate-shale-gas-carbon-emissions-a8355756.html>.

[20] Department for Business, Energy & Industrial Strategy, «Guidance on fracking: developing shale gas in the UK,» [En línea]. <https://www.gov.uk/government/publications/about-shale-gas-and-hydraulic-fracturing-fracking/developing-shale-oil-and-gas-in-the-uk#the-potential-of-shale-gas-and-oil>. [Último acceso: 2018].

[21] Reuters, «Gas fracking to start in England next week after seven-year halt,» 5 octubre 2018. [En línea]. <https://www.reuters.com/article/us-britain-fracking/cuadrilla-to-start-fracking-for-gas-in-england-next-week-idUSKCN1MF0WK>.



Noruega	Regulado	El país tiene un gran potencial en recursos convencionales (72 TCF) en el mar del norte, donde el 95 % es exportado. Con su canasta energética y potencial en YC este país no requiere el desarrollo de YNC, además, su desarrollo no es viable económicamente ni sostenible en el tiempo.
Polonia	Regulado	Las actividades exploratorias desarrolladas han concluido, bajo el panorama de precios (bajos precios del gas) y en función de las características geológicas, que no es viable el desarrollo comercial de los YNC en su territorio. El 70% de su demanda de gas es importado.
Sudáfrica	Regulado	Dependencia del carbón en su canasta energética, los estudios de exploración realizados desde el 2009 bajo los escenarios actuales, hacen inviabilmente económicamente los proyectos de YNC. Se declaró moratoria en 2011 y fue levantada en 2012 luego de generada una fuerte regulación. El país desarrolla actualmente actividades de exploración para diversificar la oferta energética.
Suecia	Regulado	Desde el 2008 se han realizado actividades exploratorias que han concluido que el desarrollo de los recursos de los YNC no es viable financieramente. Su canasta energética además se basa en energías renovables en su totalidad (100%), no existe la necesidad de desarrollar estos recursos.
Ucrania	Regulado	Se están adelantando actividades de exploración con el fin de diversificar la matriz energética, actualmente se importan grandes cantidad de gas de Rusia. Desde el año 2011 se vienen desarrollando actividades de exploración, pero el conflicto interno en el país ha reducido el paso. No existe en este país una regulación técnica específica para YNC, pero existen beneficios fiscales para las compañías, y un proceso de licitación de áreas competitivo y transparente.
UK	Regulado/ Moratoria	En Escocia se encuentra una moratoria, mientras en Inglaterra se vienen desarrollando proyectos de exploración, se han generado programas e incentivos para aumentar la exploración. Inglaterra logra superar una moratoria puesta en el año 2011 con la estructuración de un marco regulatorio estricto en cuanto a protección de acuíferos, integridad de pozos y monitoreo de las actividades. Actualmente, la empresa Cuadrilla Resources se encuentra realizando un piloto incluyendo actividades de fracking en el norte de Inglaterra.
Canadá	Regulado/Moratoria	Las reservas de gas en YNC son considerables, lo que se ve apoyado por una infraestructura para la producción y exportación bien desarrollada. Existen normas técnicas y ambientales estrictas para el desarrollo, además de una fuerte institucionalidad de sus entes estatales. En algunas provincias existen moratorias para la actividad de fracking.
Estados Unidos	Regulado/Moratoria	A la fecha se han perforado y estimulado más de 1 millón de pozos horizontales. El desarrollo masivo de esta técnica ha permitido a este país ser el principal productor de hidrocarburos en el mundo, y garantizar su sostenibilidad energética. En algunos estados existen moratorias sobre la técnica de fracking, debido a la carencia de un marco regulatorio para estas actividades y/o las condiciones geológicas particulares.
Argelia	Regulado	Se han realizado pilotos al sur del país para encontrar el potencial real de los recursos provenientes de YNC. Esto ha resultado en mayores oportunidades de empleo, un aumento en las inversiones, seguridad energética para el país y en general un impacto positivo en su economía. Los pilotos han confirmado el potencial situando a este país con una de las mayores reservas en este tipo de recursos.
Chile	Regulado	Se han realizado pruebas en pozos verticales desde el año 2012 con el fin de determinar el potencial real. Los altos costos operativos han retrasado las actividades. Se encuentra actualmente en construcción un marco regulatorio específico para YNC, incluidas las actividades de fracturamiento hidráulico.
Brasil	Regulado/Moratoria	Existe moratoria en varios estados debido a la incertidumbre de los impactos específicos asociados al desarrollo de la técnica de fracking. El gobierno ha suscrito varios contratos para exploración y explotación de YNC, actualmente se encuentra en actividades exploratorias.



CAPITULO 0: ARTICULADO	COMENTARIOS
PROYECTO	<p>Como primera medida se debe señalar que la prohibición resulta ser excesiva, por cuanto no se ha tenido en cuenta que el marco normativo ambiental actualmente vigente en Colombia permite el desarrollo de las actividades en YNC de manera tal que se pueda lograr una protección al medio ambiente y los recursos naturales, permitiendo a la vez un desarrollo económico, dando con esto cumplimiento a lo establecido en materia de desarrollo sostenible.</p> <p>Adicional a lo anterior, se tiene que los detractores de la actividad en este tipo de yacimientos pretenden hacer ver que los únicos impactos que se derivan son los negativos y desconocen la existencia de impactos positivos, lo que permite concluir que las prohibiciones no se están proponiendo sobre estudios técnicos, jurídicos y económicos sólidos, puesto que de ser así, se podrían analizar y armonizar todos los impactos que la actividad trae y en consecuencia se podrían proponer mecanismos que permitieran un desarrollo sostenible de la actividad.</p> <p>Es importante destacar que es inviable pretender que los titulares de contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos garanticen que no habrá ningún tipo de riesgo durante el desarrollo de la actividad. Lo anterior no quiere decir que no se pueda exigir el cumplimiento de la ley, sino que por el contrario, al exigir el acatamiento de los más altos estándares que rigen la actividad petrolera, se puede garantizar un desarrollo social y ambientalmente responsable.</p> <p>La prohibición de ley debe atender a los impactos sociales y ambientales y reconocer la viabilidad técnica de la actividad. La técnica de estimulación hidráulica se evidencia en yacimiento convencionales y yacimientos no convencionales. Debe entenderse el componente técnico.</p> <p>Colombia requiere de los recursos derivados del</p>
desarrollo de yacimientos convencionales y no convencionales.	<p><b>Artículo 2.- Principios.</b> Para los fines de la presente ley deberán aplicarse los principios contenidos en el artículo 1 de la Ley 99 de 1993, el artículo 3 de la Ley 1523 de 2012, la declaración de Río de 1992 y los tratados, convenios y protocolos internacionales sobre medio ambiente y derechos humanos, en especial los siguientes:</p>
<p>Respecto de los principios ambientales, se señala que típicamente los detractores de las actividades en YNC han pretendido hacer notar que los principios que rigen la política ambiental colombiana son de aplicación rígida por fuera del análisis integral de sostenibilidad. Esto, jurídicamente es una imprecisión, por cuanto si se pretende aplicar de manera absoluta un principio llevándolo al extremo de vetar el desarrollo de una actividad, se desnaturaliza el contenido del principio (entendido éste como un mandato de optimización).</p> <p>Ahora bien, resulta imperioso traer a colación que el desarrollo jurisprudencial de la Corte Constitucional respecto de la aplicación de los principios en materia ambiental ha estado orientado en señalar que los mismos al no ser absolutos, se deben aplicar de manera temporal, de suerte que una vez superados los hechos que dieron origen a su aplicación, se pueda continuar con el desarrollo de una actividad que es completamente lícita y constitucionalmente amparada.</p> <p>Llama la atención que dentro de los principios escogidos no se encuentre el de Desarrollo Sostenible, el que a la postre termina siendo el que permite viabilizar el desarrollo de una actividad dentro de parámetros ambientales que permitan gozar de un ambiente sano y de estabilidad económica a las generaciones presente y futuras. Así, es claro como la preocupación de la comunidad internacional respecto del medio ambiente y su protección, ha estado encaminada a armonizar e impedir que a cualquier costo se frene el desarrollo de actividades industriales necesarias para la supervivencia de la raza humana.</p> <p>Sobre la aplicación el principio de precaución se debe señalar que tanto las autoridades administrativas como quienes están en desacuerdo con el desarrollo de la actividad en YNC, lo han entendido como un principio de aplicación absoluta e inmediata, pero han ignorado que para la aplicación del mismo, de acuerdo a la jurisprudencia constitucional, resulta necesario que existan elementos científicos que evidencien la necesidad de intervenir por parte de las autoridades competentes para la mitigación de un</p>	
<p><b>1. Principio de precaución.</b> 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 para impedir la degradación del medio ambiente y la salud pública.</p>	<p>Sobre la aplicación el principio de precaución se debe señalar que tanto las autoridades administrativas como quienes están en desacuerdo con el desarrollo de la actividad en YNC, lo han entendido como un principio de aplicación absoluta e inmediata, pero han ignorado que para la aplicación del mismo, de acuerdo a la jurisprudencia constitucional, resulta necesario que existan elementos científicos que evidencien la necesidad de intervenir por parte de las autoridades competentes para la mitigación de un</p>



daño al medio ambiente o a la salud humana.

Así, para justificar su aplicación, tiene que existir un grado de certeza científica de la ocurrencia de un potencial daño grave e irreversible, pues sólo en esta instancia es que se permite aplicar el principio, pues se requiere fundarla sobre criterios objetivos de razonabilidad que obliguen al Estado para intervenir.

Esto, de cara al desarrollo de actividades en YCN no se está observando, por cuanto en Colombia se están pretendiendo aplicar de manera irrestricta los fundamentos técnicos que se han utilizado en otras jurisdicciones para no avalar su desarrollo, pero a la vez se desconocen las particularidades in situ que permiten ejecutarlas dentro del marco de la política ambiental colombiana.

De cara a este principio se evidencia una contradicción frente al objeto de la ley que es la prohibición del fracking en Colombia, por cuanto este principio de aplica como parte mismo del proceso de licenciamiento y condición previa al ejercicio de la actividad propuesta.

De lo anterior se colige que los detractores de la actividad buscan prohibirla a como dé lugar, toda vez que desconocen cuál es el verdadero alcance y finalidad del este principio en particular, pues el mismo se materializa mediante la utilización de mecanismos jurídicos que permittan a las autoridades competentes evaluar los impactos ambientales (e.g. Estudio de Impacto Ambiental) al momento de otorgar o negar una autorización o licencia.

Se cae en el error de aseverar que el desarrollo de actividades en YNC implica disminuir los niveles de protección ambiental y social, en el sentido que el marco normativo que a la fecha existe en Colombia para adelantar actividades petroleras responde a criterios y estándares técnicos que permiten su desarrollo sin que con esto se menoscabe el medio ambiente, los recursos naturales y la salud humana.

Esto se evidencia en los trámites que el titular de un Contrato de Exploración y Producción debe adelantar ante las autoridades ambientales para que sean éstas

**2. Principio de prevención.** Cuando exista conocimiento de los riesgos o daños que pueda ocasionar el desarrollo de proyectos, obras o actividades, las autoridades competentes deberán adoptar decisiones antes de que el riesgo o el daño se produzcan, con el fin de reducir sus repercusiones o de evitarlas.

**3. Principio de progresividad y de no regresividad.** Las entidades estatales no podrán disminuir los niveles de protección ambiental y social previstos en la presente ley y propenderán por mejorar las condiciones de goce y ejercicio de los derechos económicos, sociales, culturales y ambientales de las comunidades locales y de la naturaleza.

las que determinen si la estrategia planteada está o no acorde con la política ambiental colombiana, de tal suerte que de encontrarse ante una solicitud de licencia ambiental que desconozca o contrate las normas ambientales, dicha solicitud sencillamente será negada.

Ahora bien, es importante establecer que con la interpretación y alcance que se está dando a este principio, se riñe por completo con la finalidad de las convenciones internacionales sobre medio ambiente, pues se cae en el error de asegurar que el desarrollo de una actividad lícita dentro de los parámetros ambientales implica per se una regresividad.

De cara al principio planteado se debe señalar que toda actividad que se desarrolle en el país, esté o no catalogada como petrolera, implica un riesgo para el medio ambiente y la salud (e.g. ganadería, agricultura). Esto significa que los detractores de la actividad pretenden hacer ver que la única que tiene el potencial de generar un daño es aquella que se encuentre relacionada con la industria petrolera, cayendo con esto en una falacia argumentativa, pues el hecho de que la industria petrolera sea más visible no implica que sea la que más daños o impactos genera. Prueba de ello está en que la mayor cantidad de emisiones de gases efecto invernadero está concentrada en la actividad ganadera, todo lo cual es fácilmente verificable en el Acuerdo de París, recientemente aprobado por el Estado colombiano.

Si bien es cierto que para el desarrollo de actividades en YNC se requiere el empleo de agua, no puede perderse de vista que el llamado a otorgar una concesión de agua es el Estado a través de sus autoridades ambientales. Esto supone que, si con la presentación de los documentos anexos a la solicitud de licencia ambiental, se evidencia que los cuerpos de agua circundantes al proyecto no tienen la capacidad suficiente para maximizar la eficiencia del agua, la autoridad ambiental está ampliamente facultada para negar con fundamento en criterios técnicos y jurídicos, dicha concesión.

En ese sentido, se observa que la potestad que tienen las autoridades ambientales de cara a negar o aprobar concesiones de agua, es una clara manifestación del principio citado.

**4. Principio de prevención del riesgo.** El Estado y los particulares actuarán de manera compartida, pero diferenciada, a fin de evitar las amenazas, la generación de riesgo y de pasivos ambientales y sociales ante el desarrollo de actividades antropicas, de manera que se disminuya la vulnerabilidad de las personas, los medios de subsistencia y los recursos naturales.

**5. Principio de maximización de la eficiencia en el uso del agua y priorización para la vida.** El agua es un bien común, social y cultural imprescindible para la vida humana y del ambiente. Su carácter finito y vulnerable convierte en imperativo global y nacional la maximización del uso eficiente por parte de actores en todos los niveles y escalas. Asimismo, exige la priorización de sus usos para garantizar el derecho al agua de toda la población y para no obstaculizar sus funciones vitales en los ecosistemas y en la conservación de la biodiversidad.



Hidrocarburos y si no se cuenta con la licencia ambiental y demás autorizaciones.

Esta carga a las entidades pública resulta ser completamente excesiva y administrativamente inviable, por cuanto la industria petrolera en Colombia se está desarrollando desde finales del Siglo XIX y en la norma propuesta se pretende un informe sobre los impactos de la industria pero sin limitarlos en el tiempo.

Respecto del párrafo se anota que no se permite una participación activa de la industria petrolera para la elaboración del informe.

Así, al no permitir que uno de los agente se manifieste para demostrar impactos que se derivan de su actividad (negativos y positivos), se está negando ex ante a evaluar o a tener en cuenta si quiera los beneficios que la industria petrolera le ha traído al país (e.g. regalías) y al contrario pareciera que se quieren armar de argumentos sesgados para presentar a la sociedad civil un informe completamente parcializado en el que no se reconozca el papel activo que tienen las empresas petroleras en la vida económica del país.

Es evidente que no es posible desmontar la industria petrolera de manera gradual si se busca prohibir su desarrollo, tal y como lo pretende este proyecto de ley. Esto, por cuanto para lograr desmontarla, se necesita aprovechar el recurso energético para que con esto se puedan ir desarrollando nuevas tecnologías que con el pasar del tiempo logren suplir el lugar dentro de la economía que actualmente tienen el petróleo y el gas.

En ese sentido, se tiene que el avance en tecnologías limpias no puede ser abrupto como se pretende, pues de ser así se generaría un impacto económico severo y se afectaría por completo la canasta energética del País.

**Artículo 6.- Informe del estado de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.** Los Ministerios de Minas y Energía, de Ambiente y Desarrollo Sostenible y de Salud, la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH- y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA- o las entidades que hagan sus veces, deberán elaborar y presentar al Congreso de la República en un término improrrogable de dos (2) años, un informe de los impactos socioambientales y de salud pública, y de los pasivos ambientales que han ocasionado las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos que se han adelantado en el país.

**Parágrafo.-** El informe al que se refiere el presente artículo, deberá construirse con la participación activa y eficaz de las comunidades afectadas, la academia, los entes de control y organizaciones de la sociedad civil.

**Artículo 7.- Transición energética.** Los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, la Agencia Nacional de Minería -ANM- y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA- o las entidades que hagan sus veces deberán elaborar en el término de un (1) año contado partir de la expedición de la presente ley, un Plan de Diversificación Energética y Promoción de Energías Limpias -PDEPEL- a fin de lograr los objetivos del Acuerdo de París sobre Cambio Climático y demás tratados, convenios y protocolos internacionales sobre medio ambiente y derechos humanos, así como la Ley 1715 de 2014, para sustituir gradualmente el uso de combustibles

N.A.  
N.A.

**Artículo 3.- Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos.** Se entiende por Yacimiento No Convencional de hidrocarburos 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.

**Parágrafo.-** Los yacimientos no convencionales de hidrocarburos incluyen gas y petróleo en arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón (CEM), gas y petróleo de lutitas (shale), hidratos de metano y arenas bituminosas.

**Artículo 4.- Contratos y licencias para la exploración y explotación de los Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos.** A partir de la expedición de la presente ley no se podrán suscribir u otorgar contratos, concesiones, licencias o permisos ambientales para la exploración y explotación de los Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos en el territorio nacional. Asimismo no podrán ser objeto de prórroga o renovación. Lo anterior, cobija las solicitudes y los contratos, concesiones, licencias y permisos ambientales suscritos y otorgados.

Respecto de la posibilidad de prórroga de una autorización ambiental, se tiene que de acuerdo con el Decreto 1076 de 2015, la licencia ambiental para proyectos de hidrocarburos se otorgan por la vida útil del proyecto. Esto permite entrever la impracticación técnica y jurídica que utilizan los detractores de la actividad, pues la misma no tiene fecha de caducidad.

Adicionalmente respecto de la facultad que tiene la Agencia Nacional de Hidrocarburos para administrar los recursos petroleros de la Nación, se debe señalar que a través del proyecto de ley se busca vaejar al extremo dicha facultad, pues técnicamente no es posible conocer si se está ante un YNC antes de otorgar el contrato, pues las condiciones de yacimiento únicamente son verificables al momento de adelantar las actividades de exploración.

En ese orden de ideas y de convertirse este proyecto en ley, no se podrían volver a otorgar contrato para la exploración y producción de hidrocarburos, pues es imposible clasificar un yacimiento al momento de la suscripción del contrato.

Los detractores de la actividad caen en la impracticación al señalar el régimen de responsabilidad, por cuanto si bien es cierto que el mismo es aplicable a quien genere un daño sobre el medio ambiente o los recursos naturales o viole las normas ambientales, también es cierto que la actividad petrolera no se puede adelantar si no se cuentan con las autorizaciones correspondientes y por lo tanto es imposible adelantar actividades en YNC si no se tiene un contrato firmado con la Agencia Nacional de



**Documento resumen exposición de motivos Proyecto de Ley**

"Por medio del cual se prohíbe en el territorio nacional la exploración y/o explotación de los Yacimientos No Convencionales (YNC) de hidrocarburos y se dictan otras disposiciones"

Principales imprecisiones planteadas

Hitos del Proyecto de Ley	Respuesta Industria
<p><b>Aditivos químicos</b></p> <p><i>Son secreto industrial:</i></p> <p>"Respecto a los químicos que pueden estar filtrándose en los cuerpos de agua subterráneos se a mencionado que "Las especificaciones de los químicos inyectados se han mantenido como secreto industrial y cuando se ha requerido información sobre los mismos, son descritos con nombres genéricos o comerciales haciendo difícil identificar o aislar los componentes en caso de requerirse intervenciones clínicas o realizar trabajos de remediación"</p>	<p><b>Realidad operacional bajo estándares internacionales y normatividad en Colombia</b></p> <p>I. Todos los productos utilizados, son conocidos por la autoridad ambiental y son de carácter público.</p> <p>II. Es obligatorio la entrega de hojas de seguridad que reportan todas las sustancias de riesgo para la salud o el medio ambiente</p> <p>III. Los Términos de Referencia para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, tanto en yacimientos convencionales como en YNC exigen la información sobre los insumos químicos a ser utilizados, específicamente un "reporte de divulgación de insumos químicos", incluyendo las cantidades utilizadas.</p>

fósiles con un horizonte de quince (15) años a partir de la expedición de esta ley.

**Artículo 8. Vigencia y derogatorias.** La presente ley rige a partir de su promulgación y deroga las normas que le sean contrarias.



<p><b>Son tóxicos:</b> "El fracturamiento hidráulico causa, además, la introducción de contaminantes tóxicos al suelo, puesto que en esta práctica el agua es inyectada a presión en el subsuelo, junto con lo que se ha denominado como "Cóctel" de químicos indeterminados, que dependerá de los productos que se decidan emplear"</p> <p><b>Son más de 750:</b> "se utilizan 2500 tipos de productos de fractura hidráulica (sin incluir el agua); estos contienen hasta 750 productos químicos"</p>	<p>I. Los fluidos están compuestos mayormente por agua y en una mínima proporción de aditivos (90% agua, 9,5% arena y 0.5% de aditivos).</p> <p>II. Cada vez más, la industria utiliza compuestos biodegradables y amigables con el medio ambiente. Dada la cantidad y composición de los químicos no se pueden clasificar como "tóxicos".</p> <p>I. En promedio se utilizan entre 5 y 16 tipos de productos químicos en los fluidos de estimulación.</p> <p>II. Los aditivos que se mezclan con el agua son sustancias conocidas y usadas en sectores como el agró, la estética (cosméticos), productos de aseo, entre otros.</p>	<p>necesariamente fuentes naturales superficiales (ej. aguas residuales industriales como de campos de producción convencional o refineries, aguas lluvia, aguas subterráneas de acuíferos no aprovechables (saladas), entre otras.</p> <p>IV. Como ejemplo, para el caso de la estimulación hidráulica en pozos de YNC en Colombia se utilizarían aproximadamente 20 mil metros cúbicos de agua por pozo (actividad realizada una sola vez, durante la vida útil de un 1 pozo, en un periodo de 20 años), para un cultivo de arroz de riego acorde con el DANIE, para 1 hectárea en un periodo comparable de 20 años, se utilizan un total de 296.000 m3 de agua lo cual es equivalente a casi 15 veces más el volumen total requerido para la estimulación en YNC.</p>	<p>I. La Industria, durante toda la operación, para garantizar la integridad de los pozos, utiliza distintos tipos de tuberías que actúan como barreras que son revestidas por varias capas de acero, que a su vez son cementadas en el subsuelo, aislando la posible conexión de los fluidos de estimulación y así mismo del hidrocarburo que se produce, con las formaciones geológicas, lo que permite conducir de manera controlada los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, sin que se presente contaminación alguna.</p>
<p><b>Recurso Hídrico</b> Uso de elevadas cantidades: "Al compararlo con el uso del agua para la agricultura, termoeléctricas o consumo humano de agua, en algunos casos el uso del agua para estos fines es menor. Por ejemplo, el promedio de consumo anual de agua en el sur de Texas (Estados Unidos) es de 127.400, mientras que los galones empleados por pozo por el Eagle Ford shale se estiman en 12 millones de galones, teniendo en cuenta que es un área afectada por sequías; por lo tanto con el agua de un solo pozo pueden obtener el recurso hídrico necesario 94 hogares por año. Además, teniendo en cuenta, el desmedido crecimiento de número de pozos en varios lugares pone en riesgo la sostenibilidad del agua y a la vida silvestre."</p>	<p>I. El uso del agua se realiza mediante concesiones legales incluidos en la licencia ambiental de cada proyecto y se solicita considerando el análisis de disponibilidad del recurso, es decir la relación oferta/demanda, teniendo en cuenta escenarios críticos. (escenarios de menor oferta hídrica)</p> <p>II. Acorde con datos oficiales del IDEAM en el Estudio Nacional del Agua – ENA, el sector de hidrocarburos demanda solo el 1,6% de la demanda total de agua disponible del país.</p> <p>III. El agua que se requiere para la estimulación hidráulica puede provenir de diferentes fuentes, no</p>	<p><b>Fluidos para el fracturamiento hidráulico y el agua de retorno</b> <i>Contaminación de acuíferos</i> "Los fluidos provenientes del fracturamiento y los fluidos de retorno (inyectar el agua empleada al subsuelo), son considerados como un riesgo para las aguas subterráneas y superficiales, debido a "la conexión existente con zonas de recarga locales y regionales" "Por otro lado, se ha expuesto que a pesar de que las fracturaciones generalmente se realizan a más de 1000 mts, los acuíferos a menor profundidad deben ser perforados para llegar donde se encuentra el yacimiento. Además, se ha estimado que entre un 50 y 95 % de los fluidos inyectados en el proceso no regresan como flujo de retorno, siendo este absorbido por las rocas. Además de esto, pueden darse fugas, filtraciones derrames, fallas de taponamiento y/o el inadecuado</p>	<p>I. La Industria, durante toda la operación, para garantizar la integridad de los pozos, utiliza distintos tipos de tuberías que actúan como barreras que son revestidas por varias capas de acero, que a su vez son cementadas en el subsuelo, aislando la posible conexión de los fluidos de estimulación y así mismo del hidrocarburo que se produce, con las formaciones geológicas, lo que permite conducir de manera controlada los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, sin que se presente contaminación alguna.</p>



<p><b>tratamiento en la disposición"</b></p> <p>II. Las profundidades de los YNC en Colombia están alrededor de 15000 pies (5 km) y el tamaño en que puede crecer una fractura puede ser de unos 90 pies, y las fracturas se hacen de manera controlada. Las fracturas físicamente no tienen como alcanzar las formaciones superiores donde se encuentran los acuíferos aprovechables.</p> <p>III. La inyección del agua no se realiza en acuíferos aprovechables, se realizan en formaciones en donde se garantiza la existencia de sellos geológicos entre la formación productora y los acuíferos aprovechables.</p> <p>IV. Esto no difiere de manera alguna con los procedimientos y reglamentaciones utilizadas durante décadas en la explotación de hidrocarburos de los yacimientos convencionales. En ellos, tanto el hidrocarburo como el agua de producción que llega a superficie pasa por en mismo tipo de tuberías y revestimientos que aíslan las capas acuíferas someras de los hidrocarburos y fluidos de retorno producidos de un YNC. Las normas de integridad de estos revestimientos en Colombia es una de las más estricta en el mundo.</p> <p>V. La normativa establece que el revestimiento de superficie debe estar ubicado mínimo a 50 pies por debajo del acuífero más profundo aprovechable, para garantizar la total protección.</p> <p>VI. El fluido de estimulación que no retorna permanece en los espacios de la roca, reemplazando el volumen del hidrocarburo extraído. Este fluido queda confinado y no afecta no los acuíferos, ni el subsuelo.</p>	<p><b>Aire</b></p> <p><i>Emissiones atmosféricas contaminantes</i></p> <p>"Se ha mencionado que desde la etapa de preparación del sitio, la construcción de plataformas, montaje de la red de tuberías de conducción, de las estaciones de compresión y las de procesamiento hay contaminación. La construcción de instalaciones, vías, limpieza de las plataformas, y la actividad de perforación generan CO2, Material Particulado (PM) y óxidos de Nitrógeno (NOx) de vehículos y equipos Diésel usados para inyección de agua, sal y químicos durante el proceso de fracturamiento hidráulico. En ocasiones los flujos de retorno son almacenados en piscinas abiertas permitiendo que el metano y compuestos orgánicos volátiles (Volatile Organic Compounds, VOCs) contaminen el aire"</p> <p>I. Es obligatorio el uso de tanques cerrados para el almacenamiento de insumos y del fluido de estimulación, lo cual evita y/o mitiga las emisiones de productos volátiles (BTEX, otros) (Términos de Referencia para YNC).</p> <p>II. Se debe hacer monitoreo permanente de contaminantes criterio (CO, SO2, NO2, PM, O3, BTEX, metales pesados, entre otros) en el área de influencia de los proyectos (Res. 2254, 2017).</p> <p>III. No está permitido realizar venteos de gases a la atmósfera (Términos de Referencia para YNC).</p> <p>IV. La industria de los hidrocarburos en yacimientos convencionales y no convencionales, desarrolla construcciones de plataformas, montajes de tuberías, construye y opera estaciones de compresión, utiliza vehículos y equipos con motores diésel como otras industrias que realizan construcción de obras civiles que requieren movilización y empleo de maquinaria.</p>	<p><b>Radioactividad</b></p> <p><i>Contaminación de agua y personas por radioactividad</i></p> <p>"Se han reportado cambios isotópicos en algunos pozos domésticos y aguas subterráneas, que presentan elevados valores de salmueras. También se han encontrado compuestos sintéticos orgánicos, cloruro, potasio y acrilonitrilo en niveles que superan entre 13 y 1300 veces el nivel máximo permitido para agua potable. Dos estudios reportaron altas concentraciones de metano cerca de los lugares de explotación de gas lutita en el agua de pozos subterráneos y en el aire de algunos sótanos. Del mismo modo, en el Condado de Jackson</p> <p>I. No todos los yacimientos no convencionales contienen materiales radioactivos.</p> <p>II. La exploración y explotación de yacimientos no convencionales requiere mediciones de variables como sustancias volátiles o NORM, y planes de acción para manejar los materiales radioactivos acorde con la normatividad existente del MME.</p>
---	--	--



<p>en Virginia Occidental, monitores en el Río Monongahela mostraron una elevada concentración de sólidos disueltos totales."</p> <p>"Por ejemplo, en el Play Marcellus en Estados Unidos se rebasa la cantidad de 226Ra 267 veces más que el límite permitido para el agua de consumo humano; igualmente se rebasa la cantidad de 222Rn 70 veces en el aire50. En Narva, Estonia se ha reportado que en la explotación de recursos no convencionales se han hallado emisiones en el aire de partículas y gases como 210Pb, 238U, 226Ra y 40K, en concentraciones de 75.4, 75.8, 90.7 y 1201 Bq/Kg."</p>	<p>III. La evaluación de impactos y planes de acción requiere revisión y aprobación por parte de la autoridad ambiental antes de proceder con las actividades de exploración y explotación.</p> <p>IV. En Colombia, los estudios realizados en pozos estratigráficos en el área del Magdalena Medio han determinado que no existe presencia de materiales radioactivos que superen los límites normativos expedidos por el MME</p> <p>V. En todo caso, en Colombia está prohibido el vertimiento a cuerpos de agua y al suelo de los fluidos de retorno, contengan o no contengan NORM.</p>
<p><b>Salud Pública</b></p> <p><i>Infertilidad, deformidades, enfermedades</i></p> <p>"Existen diversos estudios en publicaciones médicas internacionales entre los cuales se destacan los producidos por la universidad de Queensland en Australia cuya revisión sistemática de la literatura médica disponible incluyó 109 estudios concluyendo que el análisis de los efectos a largo plazo de esta técnica deben ser tomados como un problema de salud pública que requiere una atención urgente. Los efectos sobre la salud humana como partos pretérmino, bajo peso al nacer, enfermedades respiratorias y alteraciones endocrinológicas no obedecen exclusivamente al desarrollo geomecánico de esta técnica, sino a múltiples factores en la superficie como lo son aguas residuales y contaminación del aire."</p>	<p>I. Acorde con el mismo estudio, la conclusión anterior indica que los efectos sobre la salud humana como partos pretérmino, bajo peso al nacer, enfermedades respiratorias y alteraciones endocrinológicas no obedecen exclusivamente al desarrollo geomecánico de esta técnica, sino a múltiples factores en la superficie como lo son aguas residuales y contaminación del aire de las distintas actividades económicas en un mismo territorio.</p> <p>II. No existe ningún estudio que establezca una causalidad directa entre las actividades en YNC y la afectación de la salud pública.</p> <p>III. En los desarrollos normativos para Yacimientos No Convencionales en Colombia, se ha establecido la prohibición para realizar:</p>
<p><b>Suelo</b></p> <p><i>Se utilizan grandes áreas de terreno y de bosque</i></p> <p>"La implementación del fracturamiento hidráulico afecta los bosques a gran escala, debido a la cantidad de área que debe ser despejada para su implementación. Por ejemplo, en Marcellus Shale, 2/3 de las plataformas fueron construidas en claros de bosque y obligó a talar 34.000 a 83.000 ha, finalmente esto resulta en impactos sobre los patrones de uso del suelo. Teniendo en cuenta que la implementación de este método contiene la transformación de bastante territorio, en ocasiones los pobladores locales se oponen a este tipo de proyectos."</p> <p>"Estas perturbaciones en el suelo trae consecuencias directas sobre los ecosistemas, causando fragmentación de hábitat y erosión del suelo, lo cual trae serias consecuencias sobre la vida silvestre y patrones de migración."</p>	<p>a. Vertimientos directos de agua a cuerpos de agua superficial y alcantarillado</p> <p>b. Vertimiento directo a suelos</p> <p>c. Almacenamiento de aguas de retorno en tanques y piscinas abiertas</p> <p>d. Vertimientos a aguas marinas y lacustres;</p> <p>e. Realizar inyecciones de agua residual en acuíferos aprovechables;</p> <p>f. Se creó el índice de calidad del aire que es de obligatoria estimación en los monitoreos antes, durante y después de la operación. Estas particularidades garantizan la protección de la Salud Pública.</p>
<p><b>Suelo</b></p> <p><i>Se utilizan grandes áreas de terreno y de bosque</i></p> <p>"La implementación del fracturamiento hidráulico afecta los bosques a gran escala, debido a la cantidad de área que debe ser despejada para su implementación. Por ejemplo, en Marcellus Shale, 2/3 de las plataformas fueron construidas en claros de bosque y obligó a talar 34.000 a 83.000 ha, finalmente esto resulta en impactos sobre los patrones de uso del suelo. Teniendo en cuenta que la implementación de este método contiene la transformación de bastante territorio, en ocasiones los pobladores locales se oponen a este tipo de proyectos."</p> <p>"Estas perturbaciones en el suelo trae consecuencias directas sobre los ecosistemas, causando fragmentación de hábitat y erosión del suelo, lo cual trae serias consecuencias sobre la vida silvestre y patrones de migración."</p>	<p>I. En Colombia, existen instrumentos del ordenamiento territorial que garantizan la no intervención de ecosistemas estratégicos y áreas protegidas, para el desarrollo de los proyectos de hidrocarburos. La verdadera huella en superficie de las operaciones es muy baja, ya que cada plataforma puede tener entre 4 ha y 10 ha, las cuales acorde con la zonificación ambiental, se ubican en zonas que no se consideran prohibitivas por su sensibilidad ambiental.</p> <p>II. Se han desarrollado distintas herramientas de ordenamiento del territorio (Delimitación de Parques Naturales, Páramos, Planes de Ordenamiento y Manejo de Cuencas Hidrográficas, Planes de Ordenamiento Territorial, Esquemas de Ordenamiento Territorial, Planes Básicos de Ordenamiento Territorial).</p>



<p>Distritos Regionales de Manejo Integrado de los Recursos Naturales, Reservas Forestales, Distritos de Conservación de Suelos, Humedales, entre otros), que tienen como objetivo clasificar el territorio de acuerdo a criterios de uso e importancia ambiental. Las licencias ambientales, incluyen esta regulación y definen las áreas en las cuales se podrá realizar intervención y en cuales no.</p>	<p>III. La zonificación ambiental, es resultado del análisis multidimensional de los aspectos ambientales en un área determinada, considerando ecosistemas estratégicos, presencia de fauna, presencia de comunidades, lugares de interés de las comunidades, y demás aspectos de los componentes bióticos, abióticos y socioeconómicos, los cuales son presentados en los Estudios de Impacto Ambiental durante el proceso de licenciamiento ambiental.</p> <p>IV. A diferencia de la explotación de un yacimiento en un campo de YNC, convencional, en un campo de YNC, se pueden perforar múltiples pozos horizontales en el subsuelo desde una sola plataforma en superficie, minimizando considerablemente su huella ambiental y maximizando la extracción del hidrocarburo en el subsuelo.</p> <p>V. De los bloques asignados, usualmente menos del 1% del área se utiliza en los procesos de exploración y producción de hidrocarburos en los YNC.</p>
---	---

<p><b>Sismicidad</b> <i>Se causan terremotos</i></p> <p>"La Sociedad Geológica Británica (BGS) ha expuesto que los procesos de inyección de agua y/o fluidos en las rocas, puede causar el fracturamiento de las mismas y finalmente inducir sismicidad, específicamente refiriéndose al fracturamiento hidráulico (y otras prácticas). Esta sismicidad provocada por el Fracking, puede presentarse de dos maneras: por la energía liberada al fracturar las rocas mediante micro detonaciones, que generalmente solo pueden ser detectadas con equipos de monitoreo altamente sensibles y por la reinyección de aguas residuales asociadas con la estimulación y producción. Además, se ha destacado que las fracturas hechas mediante inyección tienen posibilidad de extenderse centenares de metros"</p>	<p>I. La normatividad colombiana en la Resolución 90341/14, indica que se debe hacer un análisis de riesgo que contemple el potencial de causar sismicidad desencadenada por presencia de fallas geológicas activas en el área y cualquier referente histórico de sismicidad en la región; también, se debe explicar cómo se escogió la formación para minimizar este riesgo y cómo se adaptará el proceso de reinyección para minimizar el aumento de presión; identificar la ubicación de fallas geológicas activas, con el objetivo de mantener una distancia de mínimo 1 km.</p> <p>II. La energía empleada en el fracturamiento hidráulico no es suficiente para generar sismicidad. El proceso de fracturamiento hidráulico solo crea microsismicidad que no tiene impacto en la superficie. Esto quiere decir que en la escala de Richter sus valores son inferiores a 0, en la cual la clasificación de 3, equivale a la vibración generada por el paso de un camión y de 6 en adelante se denominan terremotos con daños considerables. En ningún caso existirían afectaciones para el ser humano o la infraestructura.</p> <p>III. Por otro lado, la inyección de fluidos en pozos de disposición para YNC está regulada por la Resolución 90341 de 2014 del MME y por los términos de referencia para la fase exploratoria acogidos por la Resolución 0421 de 2014. La aprobación de esta actividad está sujeta a estudios que muestren que no hay riesgo de generar sismicidad.</p>
---	---



<p><b>Cambio Climático</b></p> <p><i>El fracking nos aleja de las metas de la COP 21</i></p> <p>"Pensar en el fracking como método de extracción de gas natural justificando que este último es el puente de transición hacia el desarrollo bajo en carbono puede alejarnos del cumplimiento de metas proyectadas por el país y por el mundo en materia de reducción de gases efecto invernadero (GEI)."</p>	<p>IV. Mediante la Res D-149/17, el SGC exige la instalación de una red de monitoreo permanente durante las actividades de estimulación hidráulica y de inyección que hace lecturas en tiempo real y permite prevenir cualquier riesgo de sismicidad.</p> <p>V. Esta Resolución también establece que, aquellos eventos de sismicidad que pudiesen superar magnitudes de 4.0 en la escala de Richter, obligaría al operador a suspender actividades, analizar las causas y realizar los procedimientos correctivos bajo la autorización y seguimiento de las autoridades.</p>	<p><i>Los gases que se sacan del subsuelo son liberados al ambiente</i></p> <p>"Las fugas de metano ocurridas durante la fracturación hidráulica podrían agravar el calentamiento global. De acuerdo con el Panel gubernamental de expertos en cambio climático (IPCC) el metano influye directamente en el clima, y también mediante sus efectos en la química atmosférica (generando ozono troposférico) y por efecto de su oxidación. La oxidación del metano afecta a la concentración de OH troposférico, influyendo con ello en la capacidad de oxidación de la atmósfera y, por ende, en las concentraciones de otros gases vestigiales, al tiempo que agrega vapor de agua a la estratosfera con lo cual el fenómeno del calentamiento global se ve agravado."</p>	<p>III. De acuerdo a la Tercera Comunicación Nacional de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático emitida en 2017, históricamente (1999 - 2012) en Colombia, el 71% de las emisiones de CO<sub>2</sub> eq., corresponden a las actividades de Agricultura, Silvicultura y otros usos de la tierra (Incluyendo ganadería) y el 23% a las actividades de energía que incluyen el consumo y producción de combustibles fósiles, de este únicamente el 13% corresponde al sector de hidrocarburos sumando toda su cadena de valor. En la etapa de exploración y producción ese porcentaje es inferior al [7%]</p> <p>I. En la explotación de recursos no convencionales se busca reducir al máximo la emisión de metano mediante sistemas de recuperación, tratamiento y control, ya que es el producto a comercializar.</p> <p>II. Para efectos de reducir las emisiones de GEI, se deben enfocar grandes esfuerzos hacia el mejoramiento de prácticas agrícolas responsables del 71% de las emisiones de CO<sub>2</sub> y tecnologías de tratamiento de aguas y residuos de origen doméstico responsables del 13,54% de las emisiones de metano, no limitando el desarrollo de sectores que permitirán traer al país tecnologías de aprovechamiento, tratamiento, control y monitoreo de gases.</p>
	<p>I. En actividades de estimulación hidráulica de yacimientos No Convencionales, en la que se aplica la inyección de agua, con arena y aditivos, no hay presencia de gas metano. En las etapas donde se podría tener presencia de metano, ocurren durante la producción de cualquier tipo de yacimientos, y para ello las normas técnicas han contemplado el monitoreo en bocas de pozo, tanques y ubicación de estaciones de monitoreo de calidad del aire.</p> <p>II. El metano es el recurso que se está buscando extraer y aprovechar de manera controlada, por lo tanto su fuga y pérdida se evita a toda costa, aspecto que es supervisado por la autoridad ambiental y la autoridad de fiscalización de los recursos naturales no renovables del país.</p>		



**PREGUNTAS Y RESPUESTAS SOBRE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

**1. ¿QUE SON LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES?**

Son formaciones rocosas del subsuelo en donde se encuentra depositado el hidrocarburo, que tienen unas condiciones de baja permeabilidad que no permiten el movimiento del fluido almacenado en sus poros, denominadas rocas generadoras o roca madre, porque es en este tipo de formaciones geológicas donde el hidrocarburo se genera a partir de la descomposición de la materia orgánica depositada a lo largo de millones de años, combinando presión y temperatura.

**2. ¿CUÁL ES LA DIFERENCIA ENTRE LOS YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y LOS NO CONVENCIONALES?**

En los yacimientos convencionales el hidrocarburo que se generó en las rocas madre migró a través del subsuelo por miles de años, y quedó atrapado en trampas estratigráficas y/o estructurales, y su extracción ocurre a través de un sistema natural de presión del subsuelo. En los yacimientos no convencionales tipo "shale", el hidrocarburo no migró y quedó atrapado en la roca generadora, por lo que es necesaria la aplicación de una combinación de técnicas para extraer los hidrocarburos de manera controlada.

Sea que se trate de gas o petróleo (shale gas o shale oil), el principal reto está en aplicar técnicas que permitan mejorar la interconexión de los poros de la formación rocosa para que el hidrocarburo pueda fluir hacia los pozos.

**3. ¿QUÉ TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EXISTEN?**

Existen varios tipos, los cuales se presentan a continuación:

YACIMIENTOS CONVENCIONALES	DE CRUDOS	NO CONVENCIONALES	DE GASES	NO CONVENCIONALES
Crudo asociado a Lutitas. (Oil Shale). Petróleo que se encuentra en un tipo de roca arcillosa con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad denominado Shale o roca generadora.				Gas asociado a Lutitas. (Shale Gas). Gas natural que se encuentra en un tipo de roca arcillosa con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad denominado Shale o roca generadora.

**Impactos Sociales**

**Narcotráfico, prostitución y delincuencia organizada**

"Las dinámicas económicas que acompañan a las actividades extractivas alteran las relaciones entre los campesinos y la tierra, e incrementan los conflictos territoriales. Los territorios donde se cultiva comida, se establecen proyectos de piscicultura y existen una tradición en la agricultura se modifican al llegar los equipos de perforación, al distorsionar el pago de salario para las jornadas de trabajo en el campo, y los que antes se consideraban campesinos buscan engancharse como obrero atraídos por salarios altos que ofrecen las petroleras, tras el dinero llegan otras lógicas como el narcotráfico, la prostitución y la delincuencia organizada."

I. Para el caso colombiano, el Servicio Público de Empleo ha expedido normatividad exclusiva para el sector de hidrocarburos a través del Decreto 1668/16 frente a la contratación de personal de las comunidades del área de influencia, lo que establece criterios y porcentajes mínimos de contratación local. A su vez, las comunidades y las autoridades locales trabajan de la mano con las compañías para generar cadenas de suministro y prestación de servicios. En vez de reducir el empleo, se generan encadenamientos productivos que permiten el desarrollo sostenible en las regiones de operación.

II. Dentro del proceso de licenciamiento ambiental se contempla la participación ciudadana en el proceso de construcción del Estudio de Impacto Ambiental, así como todo un capítulo dedicado al aspecto socioeconómico de las actividades en las dinámicas locales y medidas de control y seguimiento para la implementación de planes de manejo sociales. Estos planes incluyen actividades para evitar la presencia de prostitución y narcotráfico.

III. No existen estudios que vinculen el desarrollo de las operaciones de YNC con el narcotráfico, la prostitución y la delincuencia organizada.



<p><b>Yacimientos de crudo apretado (Tight Oil).</b> Petróleo proveniente de yacimientos con baja porosidad y permeabilidad.</p> <p><b>Arenas Bituminosas (Oil Sands).</b> Arenas impregnadas en petróleo extrapesado, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad el cual se extrae mediante técnicas mineras de cielo abierto (estos recursos no son parte del interés exploratorio en el país).</p>	<p><b>Gas apretado (Tight Gas).</b> Gas natural contenido en rocas con baja porosidad y permeabilidad.</p> <p><b>Gas Metano asociado a mantos de carbón (Coalbed Methane).</b> Gas natural extraído de capas de carbón.</p> <p><b>Hidratos de metano.</b> Compuestos de metano en estado sólido similar al hielo, que se encuentra en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 m (estos recursos no son parte del interés exploratorio en el país).</p>
---	--

**4. ¿QUÉ ES EL FRACKING?**

Es la técnica de estimulación hidráulica utilizada para extraer hidrocarburos de formaciones geológicas tipo "shale", que tienen como característica principal buena porosidad, pero muy baja permeabilidad, por lo tanto no hay interconexión que permita el movimiento de fluidos en su interior. Se lleva a cabo mediante la combinación de tecnologías de perforación de pozos verticales en el subsuelo y mediante el uso de equipos de alta tecnología se realiza la inclinación del pozo hasta lograr navegar por el subsuelo de manera horizontal, atravesando el espesor de las formaciones apretadas profundas. Posteriormente, con la inyección por etapas de agua a presión, arena y aditivos, en la sección horizontal, se crean micro-fisuras en las rocas, facilitando que el petróleo o gas que está atrapado, fluya de manera controlada a la superficie.

**5. ¿EN QUÉ CONSISTE EL FRACKING?**

Es un procedimiento que permite mejorar la permeabilidad de las rocas en las que el hidrocarburo está atrapado para facilitar su extracción. Este fracturamiento consiste en la inyección de un fluido compuesto de agua (90%), propano (arena o microsferas de cerámica) (9,5%) y aditivos químicos (0,5%) a alta presión sobre la roca, para que esta se fracture y permita el flujo del gas o petróleo que están atrapados en ella hacia el pozo.

Dado que el desarrollo de no convencionales se realiza a profundidades superiores a 3.000 metros, las capas más profundas y fuertes de las rocas requieren de mayor presión. Por lo tanto, el fluido inyectado debe exceder la presión litostática (es la presión que ejerce una columna de roca situada sobre un punto). Depende de la densidad y del espesor de la columna de roca y es un tipo de presión que actúa por igual en todas las direcciones.

Las fracturas que se crean en este tipo de operaciones se extienden hasta los 100 – 200 metros del centro del pozo y tienen el grosor de unos pocos milímetros (comparable al grosor de un cabello).

En algunos casos se hacen fracturas en serie, en intervalos de aproximadamente 100m a lo largo del pozo horizontal (fracturamiento multi-etapa).

Después de la inyección del fluido, la presión disminuye y la fisura tiende nuevamente a cerrarse, por lo tanto, la arena (propante) que hace parte del fluido de fracturamiento tiene la función de mantener las fracturas abiertas para que fluyan los hidrocarburos.

Una vez el fracturamiento hidráulico es completado, parte del fluido inyectado es conducido hacia la superficie de manera controlada, lo que se denomina flujo de retorno (flowback) y otra parte se queda atrapado en la roca fisurada.

**6. ¿TIENE COLOMBIA EXPERIENCIA CON EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO?**

El fracturamiento hidráulico como tecnología de estimulación de yacimientos para la producción de hidrocarburos inició en Norteamérica en el año 1947 y en Colombia se viene utilizando desde hace varias décadas, habiendo sido implementado en cerca de 16 campos petroleros por diferentes compañías operadoras, distribuidos a lo largo del país en cuencas geológicas como: El Piedemonte Llanero, Llanos, Valle Superior del Magdalena, Putumayo, Valle Medio del Magdalena, Catatambo, Guajira y Cordillera. El número de pozos en que se ha usado la tecnología del fracturamiento hidráulico en Colombia puede llegar a un número cercano a los 400, y se han realizado más de 800 procesos de fracturas en los pozos intervenidos mediante el uso de estimulación hidráulica en pozos verticales en yacimientos convencionales, así mismo la aplicación tecnológica de realizar perforaciones horizontales es ampliamente utilizada en el país hace décadas. Es la combinación de estas técnicas de perforación horizontal, seguida de estimulaciones hidráulicas en distintas etapas, pero aplicadas a Yacimientos No Convencionales lo que aún no se ha realizado en el país.

**7. ¿CUÁL ES LA PROFUNDIDAD MÍNIMA A LA CUAL SE ENCUENTRAN LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES?**

Si bien existen rocas de shale a diferentes niveles estratigráficos, solo a ciertas profundidades se encuentran los shales productivos. El hidrocarburo que se extrae de los yacimientos no convencionales puede estar a diferentes profundidades dependiendo de la geología del área, sin embargo, se estima que en Colombia se encuentran entre los 1.500 m y 5.000 m o más (8.000 pies – 15.000 pies). El fracking únicamente se realiza en las zonas de shales productivos, a esas profundidades.

Por ejemplo, en los Estados Unidos la mayoría de los yacimientos no convencionales se encuentran a profundidades mayores a los 1.000 metros, en Argentina a 2.400 metros, en China entre 3.000 y 5.000 metros y en Sudáfrica a 2.500 metros.



**8. ¿EXISTE RIESGO DE CONTAMINACIÓN DE AGUAS SUBTERRÁNEAS?**

Las aguas subterráneas que puedan prestar un servicio ecosistémico de agua para las comunidades, habitualmente se encuentran entre el nivel freático (sub- superficial entre 1 m – 10 m) y los acuíferos subterráneos que pueden llegar a encontrarse entre los 300-500 metros de profundidad (900 pies – 1.500 pies).

Durante la perforación, al igual que en los yacimientos convencionales, se emplean múltiples capas de tuberías de acero gruesas y huecas denominadas revestimientos, las cuales se instalan y cementan, para proporcionar la principal barrera de aislamiento de los fluidos de perforación, fracturamiento y producción, con el objetivo de prevenir fugas hacia capas más superficiales del subsuelo o hacia los acuíferos manteniendo la integridad de los pozos y garantizando las operaciones de manera controlada.

Sea que se trate de un pozo exploratorio o para desarrollo de yacimientos convencionales o no convencionales, los operadores deben presentar a la Agencia Nacional de Hidrocarburos los estudios técnicos que soportan el diseño estructural del pozo en cuestión, los cuales deben ser evaluados y aprobados antes de iniciar cualquier operación.

En el diseño del pozo se especifican los diferentes revestimientos que serán instalados con el propósito de aislar el interior de este con posibles acuíferos existentes en el área donde se pretende hacer la perforación. A diferencia de los desarrollos convencionales, en los YNC el diseño y selección de materiales debe considerar la resistencia y el monitoreo a las altas presiones a las que se van a inyectar los fluidos de fracturamiento.

El fracturamiento hidráulico típicamente ocurre a más de 5.000 metros por debajo del nivel freático, el cual está separado por decenas o cientos de capas de roca sello respecto a la zona a ser intervenida en el fracturamiento, por lo tanto, el riesgo de contaminación por esta actividad es improbable.

**9. ¿LA ESCALA A LA QUE SE REALIZA EL DESARROLLO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES ES MAYOR QUE LA DE LOS CONVENCIONALES?**

Las operaciones convencionales para lograr un drenaje efectivo requieren un mayor número de pozos en superficie; se estima que se requieren al menos un pozo por km<sup>2</sup>. En los yacimientos no convencionales se estima que sean menos pozos por km<sup>2</sup> en superficie, ya que gracias a los avances de la tecnología aplicada, su cobertura se extiende por varios kilómetros, pero entre el subsuelo, esto quiere decir que la huella ambiental en superficie es mucho menor por la infraestructura requerida y las actividades asociadas. Se deben considerar mediante zonificaciones ambientales las áreas que se van a intervenir, las cuales son evaluadas en el licenciamiento ambiental, con el objetivo de prevenir y minimizar impactos en la población local, ecosistemas sensibles, infraestructura, vías y uso de recursos naturales como suelo, entre otros.

**10. ¿EN EL FRACKING SE UTILIZAN VOLÚMENES MUY ALTOS DE AGUA?**

Las operaciones del sector de hidrocarburos se realizan bajo el marco normativo nacional, por lo tanto, antes de tomar agua de cualquier fuente del ecosistema sea superficial o subterránea, se deben solicitar ante las autoridades ambientales mediante el licenciamiento ambiental los permisos de captación y aprovechamiento del recurso hídrico, los cuales se solicitan en unidades de caudal (ej. litros/segundo) y su volumen máximo otorgado dependerá de la disponibilidad del recurso, huella hídrica de la cuenca hidrográfica, estrés ambiental y usuarios de las fuentes objetivo.

La operación de fracking utiliza volúmenes de agua similar a las actividades en yacimientos convencionales, la diferencia está en los periodos en los que se usa. En los yacimientos convencionales se utiliza el recurso hídrico con volúmenes más bajos, pero a lo largo de la vida útil de los mismos que pueden ser de 20 a 30 años. Para el caso de los YNC, se estima que por pozo se requiera un volumen de agua que puede variar en un rango entre 2.000 m<sup>3</sup> hasta 20.000 m<sup>3</sup>, en el cual el recurso hídrico se utiliza en cortos periodos de tiempo, normalmente por una única vez al inicio de cada pozo y dependiendo del número de etapas de fracturamiento hidráulico puede variar entre 1 y 4 semanas; posteriormente el agua inyectada vuelve como fluido de retorno, el cual se almacena, se trata y se reutiliza nuevamente cuantas veces sea posible en el mismo pozo o en otros en ciclos cerrados, con el objetivo de no captar agua nuevamente de las fuentes hídricas por la vida útil del pozo.

Como ejemplo, para el caso de la estimulación hidráulica en pozos de YNC en Colombia se utilizarían aproximadamente 20 mil metros cúbicos de agua por pozo (actividad realizada una sola vez, durante la vida útil de un 1 pozo, en un periodo de 20 años), para un cultivo de arroz de riego acorde con el DANE, para 1 hectárea, se utilizan aproximadamente 7.402 m<sup>3</sup> de agua por ciclo, es decir 14.804 m<sup>3</sup> por año, lo cual para un periodo comparable de 20 años, da un total de 296.000 m<sup>3</sup> de agua utilizada únicamente para 1 hectárea, lo cual es equivalente a casi 15 veces más el volumen total requerido.

**11. ¿QUÉ PORCENTAJE DEL AGUA RETORNA A LA SUPERFICIE?**

Después de ser inyectada el agua en el yacimiento no convencional, parte del fluido de fracturamiento retorna a superficie por un periodo de días hasta algunas semanas. El volumen total de fluido de retorno depende de la composición mineralógica de la roca fracturada.

En proyectos donde el yacimiento está compuesto por arenas silíceas, usualmente se recupera más del 80% de los fluidos inyectados. Por otro lado, en yacimientos en donde la roca es compuesta por arcillas, parte del agua es absorbida por la roca; en este caso, el agua recuperada varía entre el 20% y el 50% del fluido inyectado, dependiendo de la capacidad de absorción de la roca.



**12. ¿CUÁL ES LA COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO Y DEL FLUIDO DE RETORNO?**

El fluido que se utiliza para la fracturación hidráulica está compuesto típicamente por agua (90%), propanante (9,5%) y aditivos químicos (0,5), todos son usados en los oficios domésticos. El propanante que es básicamente arena o microesferas de cerámica, permiten que la fractura quede abierta permitiendo mantener los caminos por donde puede fluir el hidrocarburo de manera controlada al pozo. La Tabla No.1 presenta los aditivos (entre 4 y 16 clases) frecuentemente utilizados que componen el 0,5% de los fluidos de fracturamiento, así como el objetivo de su uso.

Tipos de aditivo		Aditivos de Fracturamiento	
		Componentes principales	Uso común del Compuesto
<b>Acido diluido (15%)</b>		Acido clorhídrico o muriático	Químico utilizado para limpieza de piscinas minerales e iniciar las recreativas.
<b>Bioácido</b>		Glucosidehído	Desinfectante, utilizado para esterilizar en el agua que se va a usar.
<b>"Breaker"</b>		Persulfato de amonio	Agente blanqueador utilizado en detergentes, rompimiento de las cadenas de polímeros manufactura de plásticos de uso domésticos de los gales.
<b>Inhibidor de Corrosión</b>		N,N-dimetilformamida	Utilizado en farmaceuticos, fibras acrílicas y plásticos.
<b>"Crosslinker"</b>		Sales de borato	Detergentes de lavandería, jabones de manos y cosméticos.
<b>Reducción de fricción</b>		Poliacrilamida	Tratamiento de agua y acondicionador del suelo.
<b>Gel</b>		Acetate mineral	Removedor de maquillaje, lavavajillas y dulces.
<b>Control de hierro</b>		Guar gum o celulosa de hidroxietilo	Cosméticos, dentífricos, salsas, alimentos cocinados, helados.
<b>KCl</b>		Acido cítrico	Aditivo de alimentos, saborizante de alimentos y bebidas, jugo de naranja.
<b>"Scavenger" de oxígeno</b>		Cloruro de potasio	Sustituto de sal bajo en sodio.
<b>Agente para ajuste de pH</b>		Bisulfito de amonio	Cosméticos, procesamiento de alimentos y bebidas, tratamiento del agua.
<b>Proppant</b>		Carbonato de sodio o de potasio	Productos de limpieza, detergentes, jabones, vidrio y cerámicas.
<b>Inhibidor de sarro</b>		Silice, arena de cuarzo	Filtración para agua potable, arenas infantiles, concreto, morteros de tabullo abiertas para permitir escape.
<b>Surfactante</b>		Glicol etileno	Anti congeladores de automóviles.
		Isopropanol	Limpiaadores domésticos, agente deshielo para la tubería.
			Limpiaador de vidrios, antiperspirantes y limpiante de caballo.

Tabla No. 1. Aditivos utilizados en el fluido de fracturamiento (tomado de la revista Geogray.com)

**13. ¿QUÉ PASA CON EL AGUA QUE SE QUEDA ABAJO EN EL SUBSUELO?**

Parte del fluido de fracturamiento que se utiliza se queda en el yacimiento y queda atrapado en los microporos de las formaciones por las fuerzas de tensión superficial y capilaridad, lo cual hace que su migración hacia estratos más superficiales sea improbable y queden almacenados sin peligro de migración a acuíferos superficiales.

Arriba en superficie y en capas mucho más someras, la integridad de los pozos, mediante la instalación de equipos de monitoreo en fondo, sistemas de regulación de presión y múltiples revestimientos cementados, garantizan que los fluidos no entren en contacto con el sistema hídrico natural, creando un sistema cerrado y controlado; éstos se ubican especialmente en formaciones con presencia de acuíferos aprovechables en donde son reforzados con hasta 6 barreras simultáneas e independientes.

**14. ¿QUÉ SON LOS NORM?**

Los NORM (Naturally Occurring Radioactive Materials - Materiales Radioactivos de Origen Natural) son elementos de la naturaleza que contienen compuestos radioactivos que tienen concentraciones de radionucleidos muy bajas que representan dosis inofensivas y que habitualmente se encuentran en las rocas, especialmente en formaciones geológicas profundas. Los más comunes contienen isótopos producto del decaimiento del Uranio y el Torio, en otros casos Radón, Radio, entre otros.

Las radiaciones de origen natural están presentes en la naturaleza que nos rodea. Además de la radiación cósmica, se producen radiaciones ionizantes como consecuencia de la presencia de materiales radiactivos existentes en la corteza terrestre. Tres cuartas partes de la radiactividad que hay en el medio ambiente proceden de los elementos naturales.

Este tipo de elementos no son exclusivos de los Yacimientos No Convencionales, también se encuentran en yacimientos convencionales, en actividades mineras, actividades de energía renovable como la Geotermia, pozos de agua profundos, y en cualquier actividad que tenga intervención en la corteza terrestre.

Para el caso de los YNC, así como los convencionales, el fluido de retorno puede contener adicionalmente hidrocarburos del yacimiento, metales y minerales que puedan encontrarse en el yacimiento. Estos minerales podrían contener radioactividad muy baja y podrían requerir precauciones y manejos específicos en superficie, la cual en Colombia está normatizada. El Ministerio de Minas y Energía tiene reglamentado los límites máximos permisibles de elementos radioactivos y la gestión de desechos radioactivos en la Resolución 180005/10, modificada por la Resolución 41178/16. En el caso de que en una operación de YNC se encuentren materiales radioactivos, se aplicará el manejo y disposición establecido y autorizado en las respectivas licencias (Ambiental – ANLA y de manejo de material radioactivo - MME).



**17. ¿QUÉ TIPO DE RIESGOS SÍSMICOS PODRÍA TENER EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO?**

Existen estudios que muestran la posibilidad de generar sismicidad inducida por actividades humanas que puedan acelerar un estrés natural en una falla geológica activa. Varias actividades pueden causar fenómenos de microsismicidad tales como la construcción de edificios de gran escala, la construcción de pozos de agua para consumo humano, entre otras.

Los estudios aplicados sobre la aplicación de fracking muestran únicamente fenómenos de microsismicidad, es decir, las actividades más significativas de microsismicidad inducida por fracturamiento hidráulico se presentaron por contacto con fallas activas, en casos como Cuadrilla (Blackpool, Reino Unido) y en Youngstown (Ohio, Estados Unidos), los eventos generaron una sismicidad de menos de 3 grados (aproximadamente 2.5-2.8) en la escala de Richter, valor que hace que el evento sísmico fuera imperceptible en superficie<sup>1</sup> y por consiguiente no causó ningún daño.

La normatividad técnica y ambiental colombiana, contemplando los riesgos, exige el análisis previo y ubicación de fallas activas antes de las operaciones, y establece una distancia mínima de 1 Km para no generar ningún contacto, aspecto clave para no tener riesgo de desencadenamiento sísmico.

**18. ¿CÓMO SE PUEDEN REDUCIR LOS RIESGOS DE EVENTOS DE MICROSISMICIDAD?**

Antes de comenzar la perforación de un pozo, se selecciona la ruta cuidadosamente para evadir riesgos geológicos y otras anomalías, tales como fallas geológicas activas y acumulaciones de gas. Los datos que se recolectan durante la exploración geofísica ayudan a identificar fallas y otros riesgos geológicos para operar de manera segura.

Se requiere que en los diseños del fracturamiento se consideren las fallas geológicas activas de manera que las modelaciones permitan seleccionar las áreas para realizar el fracturamiento de manera que esta actividad no pueda alterar el estrés geológico de una falla activa. Así mismo la microsismicidad debe monitorearse permanentemente mediante estaciones especializadas con información en tiempo real, acorde con la normatividad establecida por el Servicio Geológico Colombiano, para determinar si en algún momento las operaciones de fracturamiento elevan la microsismicidad del sitio y así tomar las acciones correctivas pertinentes entre las cuales está el paro inmediato de actividades.

<sup>1</sup> Como referencia un sismo magnitud 3 es equivalente al movimiento producido por camión pasando por una vía.

Es importante entender también que no todos los yacimientos no convencionales contienen materiales radioactivos. La exploración y explotación de yacimientos no convencionales requiere mediciones de variables como sustancias volátiles y NORM, con sus respectivos planes de acción para manejar los materiales radioactivos acorde con la normatividad existente. La evaluación de impactos y planes de acción requiere revisión y aprobación por parte de la autoridad ambiental antes de proceder con las actividades de exploración y explotación.

En Colombia, los estudios realizados hasta el momento en pozos estratégicos en el área del Magdalena Medio, han determinado que no existe presencia de materiales radioactivos que superen los límites normativos expedidos por el MME en la Resolución 181.434 de 2002, mediante la cual se adopta el Reglamento de Protección y Seguridad Radiológica, el cual constituye el marco regulatorio fundamental para el uso seguro de materiales radiactivos y nucleares coherente con la legislación nacional e internacional.

**15. ¿LOS COMPONENTES QUÍMICOS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO ESTAN DISPONIBLES PARA EL PÚBLICO?**

Las compañías tienen como política publicar la información de los químicos que utilizan en sus operaciones de fracturamiento. Algunos proveedores solicitan cláusulas de confidencialidad por considerarse un secreto de mercado. Sin embargo, en Colombia, es obligatoria su entrega a la autoridad ambiental durante el proceso de Licenciamiento Ambiental así como en el posterior seguimiento y control, incluidas sus respectivas hojas de seguridad y fichas de atención médica en caso de emergencia, así como las características para la gestión ambiental en caso de derrames.

**16. ¿CÓMO SE MANEJA EL FLUIDO DE RETORNO?**

El fluido de retorno requiere almacenamiento en superficie en tanques cerrados y protegidos con diques, el cual debe realizarse de forma segura para prevenir potenciales derrames, fugas o goteos que generen contingencias. El fluido de retorno por lo general es separado en superficie (separación bifásica de hidrocarburos y la mezcla de agua con compuestos hidrosolubles), una vez separado, la solución óptima es la reutilización mediante la recirculación de este para nuevos fracturamientos.

Si el fluido no tiene la especificidad requerida para ser reutilizado en nuevas etapas del pozo, se le realiza un tratamiento que permite su correcta disposición, con base en los parámetros normativos existentes, reinyectándolo en el mismo yacimiento o en otra formación receptora con las capacidades de confinación requeridas. La tecnología actual permite que las aguas del proceso sean tratadas con alta efectividad para garantizar los estándares normativos requeridos.



**19. ¿SE FUGA GAS CONTAMINANTE AL AIRE CON EL FRACKING?**

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

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. El metano es uno de los recursos que se está buscando extraer y aprovechar de manera controlada, por lo tanto su fuga y pérdida se evita a toda costa, aspecto que es supervisado por las autoridades ambientales y técnicas competentes.

**20. ¿POR QUÉ LOS GOBIERNOS DE BULGARIA, FRANCIA Y ALEMANIA HAN IMPLEMENTADO MORATORIAS EN EL DESARROLLO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES?**

La mayoría de estas decisiones han sido adoptadas como medidas temporales para que las entidades públicas encargadas de analizar el tema tengan tiempo suficiente para estudiarlo y tomar decisiones. En esos países la industria está trabajando de la mano con los gobiernos para proporcionarles información y presentarles los avances tecnológicos y estándares sobre el desarrollo de los yacimientos no convencionales. Adicionalmente, estos países europeos basan su matriz energética en Carbón y Energía Atómica, el gas lo importan de Rusia y su petróleo lo obtienen mediante exploraciones en otros países del hemisferio, especialmente África.

**21. ¿CUÁLES PAÍSES HAN IMPLEMENTADO FRACKING?**

Canadá y Estados Unidos, resaltan por ser países con producción combinada de shale gas y shale oil. También se encuentra China, que sólo produce shale gas, y Argentina que sólo está extrayendo shale oil.

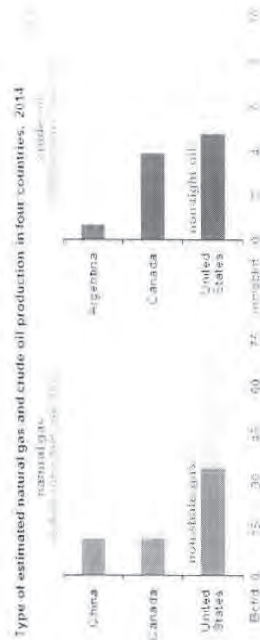
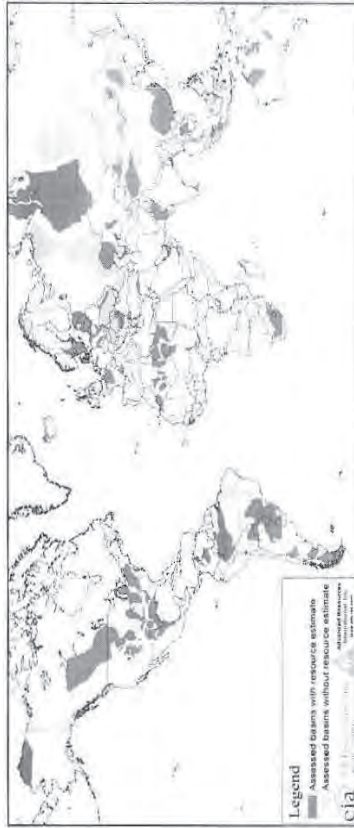
En Estados Unidos la producción de recursos no convencionales se ha desarrollado rápidamente los últimos 15 años, convirtiéndolo en el mayor productor de gas y primera potencia del mundo. En lo que se refiere al shale oil todavía se produce más petróleo de yacimientos convencionales, pero la técnica que ha permitido a Estados Unidos superar los 9 millones de barriles al día ha sido el fracking.

En China, Sinopec y PetroChina están siendo las compañías encargadas de extraer el shale gas del subsuelo en la región norte del país. En Argentina, la compañía estatal YPF ha iniciado la exploración y explotación de YNC en el área de Vaca Muerta, en la cuenca de Neuquina alcanzando una producción actual superior a los 20.000 barriles al día, según publica Energy Information Administration (EIA) de los Estados Unidos

Otros países como Australia, Inglaterra y México están poniendo en marcha exploraciones y estudios para comprobar la rentabilidad de este tipo de proyectos. Argelia, Colombia, y Rusia son algunos otros ejemplos de países que están preparándose para iniciar sus operaciones en YNC.

El total de pozos perforados a nivel mundial superan los 2 millones de los cuales el registro de accidentes en subsuelo y contaminación de acuíferos por causas operativas es menos del 0.00005% y sucedieron por malas prácticas operativas de compañías que no son de talla mundial, a diferencia de las que están actualmente en Colombia. Hasta el momento no se ha atribuido de manera rotunda, con evidencias claras y contundentes, la relación entre las actividades de fracking con la contaminación del agua de consumo humano en las áreas operativas.

El potencial de Yacimientos No Convencionales a nivel mundial lo estableció la Energy Information Administration acorde con el siguiente mapa:





**22. ¿CÓMO SE ESTÁ PREPARANDO EL GOBIERNO COLOMBIANO PARA EL DESARROLLO DE LOS YNC?**

- ✓ Se generó un documento CONPES para impulsar la exploración y producción de Yacimientos No Convencionales
- ✓ Se ofertó la Ronda Colombia 2012 en áreas donde se presentaban altas probabilidades de encontrar reservas en Yacimientos No Convencionales
- ✓ Solo las empresas que cumplieron con las cláusulas 6.5.3 y 6.6.3 del Anexo 4 de los Términos de Referencia de la Ronda Colombia 2012, es decir solo aquellas que contaban con umbrales altos de Patrimonio Neto, reservas probadas, producción mínima operada a nivel mundial y estuviesen calificadas en el top 100 del Ranking mundial de las compañías Petroleras, participaron y lograron la adjudicación de bloques de yacimientos no convencionales.
- ✓ La Agencia Nacional de Hidrocarburos y la ACP han liderado proyectos de Gestión del Conocimiento que permite la adquisición del mejor conocimiento disponible a nivel global sobre los retos ambientales y sociales de los yacimientos no convencionales y las mejores prácticas. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y el Ministerio de Minas y Energía son participantes activos de estos proyectos.
- ✓ Se han iniciado trabajos interinstitucionales con el Servicio Geológico Colombiano y la Universidad Nacional para el conocimiento de la hidrogeología y de la sismicidad de las áreas de los bloques de yacimientos no convencionales.
- ✓ Se desarrolló un marco normativo robusto y estricto por parte de las autoridades técnicas y las autoridades ambientales para la exploración y producción de los YNC en Colombia
- ✓ El MADPS estableció el plan de alistamiento para la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales basado en i. Fortalecimiento de la capacidad institucional; ii. Desarrollo de la estrategia de comunicaciones; iii. Mejoramiento del conocimiento del territorio; iv. Desarrollo de un proyecto piloto.

**23. ¿CUÁL ES EL DESARROLLO NORMATIVO QUE EXISTE EN COLOMBIA PARA EL DESARROLLO DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES?**

- i. **Contractual:** desarrollado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos mediante el Acuerdo 03 de marzo 2014 – Reglamento de Contratación para la exploración y explotación de YNC y el Anexo 4 de los Términos de Referencia de la Ronda Colombia 2012
- ii. **Técnico:** desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía mediante el Decreto 3004 de 2013 – Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales y la Res. 90341 de 2014 – Reglamento Técnico de requerimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.
- iii. **Ambiental:** desarrollado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales mediante la Res. 421 de 2014 – Por la cual se adoptan los Términos de Referencia y Requerimientos Adicionales para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no

Convencionales (Anexo 3).

iv. **Geológico:** desarrollada por el Servicio Geológico Colombiano mediante la Res. D-149 de 2017- Por la cual se determinan las especificaciones para la red del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Todo este marco normativo basado en los más altos estándares frente a la exploración en yacimientos no convencionales a nivel mundial, que fué construido durante más de ocho años de constante trabajo, con insumos de especialistas y académicos internacionales del tema.

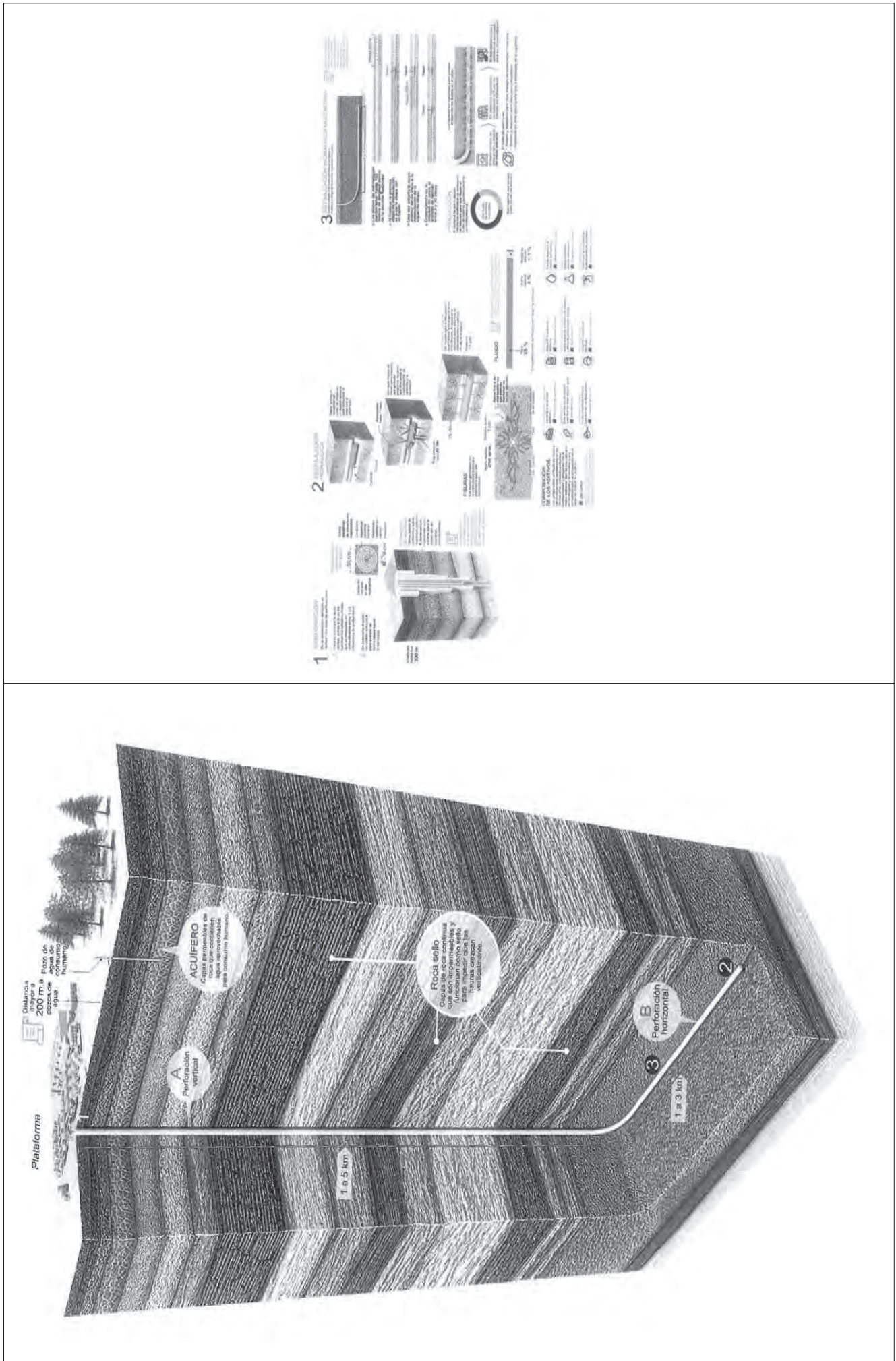
**24. ¿CÓMO SE ESTÁ PREPARANDO LA INDUSTRIA?**

La industria ha identificado las mejores prácticas para el desarrollo de las actividades de los yacimientos no convencionales gracias a la experiencia internacional, lecciones aprendidas y adopción de estándares validados a nivel mundial, tal como los lineamientos internacionales presentados por la Agencia Internacional de Energía (IEA) en el documento Golden Rules for a Golden Age of Gas, papers académicos con investigaciones en los posibles impactos de las actividades de fracking y las recomendaciones del estudio denominado Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report) publicado por la EPA<sup>2</sup>, el informe Environmental and Community Impacts of Shale Development in Texas<sup>3</sup> publicado por TAMEST, entre otros.

<sup>2</sup> U.S. EPA. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report). U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA/600/R-16/236F, 2016.

<sup>3</sup> The Academy of Medicine, Engineering and Science of Texas. 2017. Environmental and Community Impacts of Shale Development in Texas. Austin, TX: The Academy of Medicine, Engineering and Science of Texas. doi: 10.25238/TAMEST16.6.2017.







**REGULACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL EN COLOMBIA**

Ana Cristina Sánchez-Thorin y Orlando Cábales

**Introducción**

Este capítulo aborda los cambios recientes en el desarrollo del petróleo en Colombia y los cambios correspondientes a las instituciones de regulación de los procesos necesarios para gestionar las operaciones futuras y la supervisión.

Colombia está considerada como uno de los países de América del Sur con el potencial más significativo para gases de esquistos, luego de Argentina y de Brasil, tomando en consideración su marco y régimen energético competitivo (Gómez 2014). Colombia también posee una ventaja geográfica estratégica en términos de la exportación de petróleo y de gas, debido a su doble costa, una en el Pacífico y la otra en el Mar Caribe. El gobierno colombiano ofreció en el 2012 sus primeros bloques de campos no convencionales, de los cuales seis fueron adjudicados en la ronda de licitación "Ronda Colombia 2012" y una en "Ronda Colombia 2014". Antes del 2012 se habían adjudicado más de 15 bloques que tienen el potencial para petróleo y gas no convencionales, y a principios del 2014 se adjudicaron los términos fiscales desarrollados en el 2012. En 10 años, Colombia duplicó su producción petrolera, alcanzando en el 2013 la cifra de 1 millón de barriles al día, y tiene intenciones de expandir su cartera energética con la apertura de nuevas oportunidades en los ámbitos no convencionales y costa afuera.

Para poder acceder y desarrollar este recurso de manera inteligente, el gobierno de Colombia se tomó dos años para preparar el marco regulatorio para la exploración y producción de los recursos no convencionales, por medio del desarrollo de un Programa de Gestión de Conocimiento. Dicha regulación se basa en sólidos principios científicos que se ajustan y acoplan a los estándares técnicos de punta para prevenir y controlar potenciales impactos ambientales y sociales.

La comunicación y coordinación entre los cuatro cuerpos gubernamentales fue de importancia clave durante este proceso. Tales cuerpos fueron:

- El Ministerio de Minas y Energía el cual está a cargo de la adopción y regulación de las políticas mineras y energética.
- La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH por sus siglas en español), que gestiona y promueve el uso de los recursos de hidrocarburos (petróleo y gas) y que está supervisada por el Ministerio de Minas y Energía.
- El Ministerio del Ambiente y del Desarrollo Sustentable (MADS) que está a cargo de la adopción de las políticas y regulaciones ambientales nacionales.
- La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA por sus siglas en español), autoridad a cargo de la evaluación y otorgamiento de licencias ambientales para la exploración y producción de hidrocarburos, adscrita al MESD.

La primera sección de este capítulo suministra las generalidades relacionadas a los proyectos para el desarrollo de gas no convencional en Colombia, utilizando una proyección de 20 años con tres escenarios, a saber, el de la escasez, el caso base y el caso del mejor escenario.

Esta sección continúa con una descripción de los esfuerzos realizados por Colombia para superar los retos técnicos que implica el develar la verdadera naturaleza técnica de los retos ambientales y articularlos al gobierno que permitan desarrollar el marco regulatorio por medio del Programa de Gestión de Conocimiento.

Los reglamentos, que se centra en el uso del agua potable, protección de aguas subterráneas, gestión y disposición del agua de reflujo, sismicidad, emisiones y aditivos químicos, se abordan junto con una descripción de los requisitos ambientales y técnicos claves para cada asunto.

La sección final describe los futuros retos que habrá que enfrentar y se erige sobre la experiencia proveniente del proceso de exploración, incluyendo los requisitos de ajuste designados para crear reglamentos básicos, al mismo tiempo que se mantiene informada a la opinión pública acerca de debates políticos y del fortalecimiento de la autoridad para la aplicación de reglamentos.

**Recursos Potenciales de Gas No Convencional en Colombia**

El petróleo representa el 50% de las exportaciones del país y cerca de un 25% de los ingresos del gobierno nacional. A diciembre del 2012, Colombia había alcanzado una producción promedio de petróleo histórico mayor a 1000 barriles por día (kbpd) y un promedio de producción de gas natural de 1.2 billones de pies cúbicos (bcf). Para el año 2015 (enero a abril) la producción de petróleo había aumentado a un promedio de 1029 kbpd. En años recientes, Colombia ha visto niveles récord en actividades de exploración (pozos A3 y programas de sísmica de 2 y 3 dimensiones (2D/3D)) y una inversión directa extranjera. La volatilidad de los precios del petróleo en meses recientes ha impactado dramáticamente el sector del petróleo y del gas, forzando al gobierno a introducir incentivos fiscales para mantener la producción a niveles relativamente altos y empezar a considerar incentivos fiscales para la exploración necesaria que permita mantener la competitividad.

Colombia ha identificado un potencial de hidrocarburos significantes costa afuera del mar Caribe, especialmente en crudos pesados de la cuenca de Los Llanos y en las cuencas de tierra firme, tales como las de Caguan-Tucumayo, las cuales permanecen todavía ampliamente inexploradas. En este caso, hay un potencial de producción creciente, junto con tasas aumentadas de recuperación en campos existentes, que actualmente promedian un 18%. De acuerdo a la Universidad Nacional de Bogotá (Vargas 2012), el YTF ("yet-to-find") en el país se reconoce, de manera general, cercano a los 47 billones de barriles de crudo equivalente.



La mayor parte del petróleo en Colombia se encuentra en fajas de esquisto que datan del cretáceo y del paléogeno, concentrados en el Valle Medio del Magdalena (VMM) y en las cuencas de la Cordillera Oriental (COR) y del Catatumbo (CAT) (ver figura 12.1). Estas formaciones se consideran como las fuentes de los depósitos de hidrocarburos más prolíficos de Colombia (Vargas 2012).

**Venciendo Retos**

A pesar de los prospectos prometedores para recursos no convencionales, Colombia enfrenta la necesidad de incentivar la inversión, como competidores, frente a casos como el de Argentina, México y Brasil, que se ubican entre los 10 países toques a nivel mundial con recursos de gas esquisto recuperable técnicamente (Gómez 2014). Además, los retos internos debido a la falta de experiencia, indujeron a las autoridades gubernamentales a tomarse robustos, técnicamente hablando, en términos de los retos ambientales y técnicos por la exploración no convencional y la producción que permita el desarrollo de un marco reglamentario sólido y eficiente.

**Incentivando la Inversión Extranjera**

Luego de la decisión tomada en el 2011 por parte del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ofreciendo los primeros bloques de crudo no convencional y gas en la licitación del 2012 (Ronda Colombia), el reto original era hacer de Colombia un país atractivo para la inversión extranjera extendida. Éste reto fue conducido por medio de tres mecanismos.

- El Congreso de Colombia aprobó un descuento en regalía sobre tarifas existentes del 40% para crudo no convencional y gas;
- Los contratos de exploración y producción fueron inventados para incorporar incentivos para la exploración y el desarrollo de yacimientos no convencionales. Los principales incentivos incluyeron partes más largas para la exploración y proyectos pilotos (de seis a nueve años) y para el desarrollo (de 24 a 30 años). Además, se cambió la tarifa del precio desencadenante de menos de \$50 a \$85 por barril.

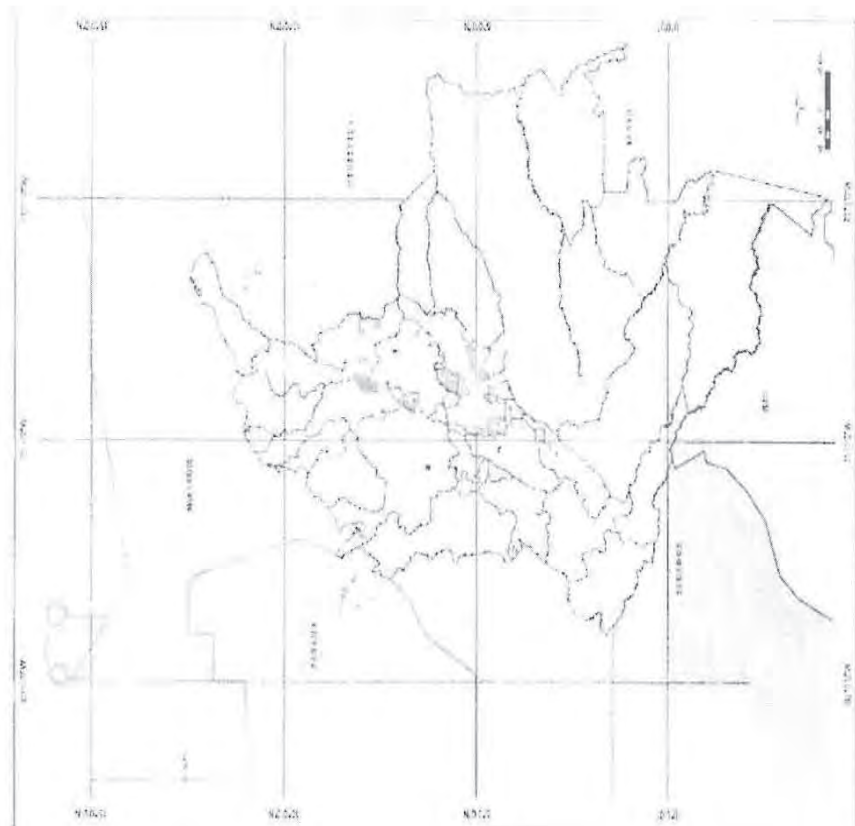


Figura 12.1: Bloques con potencialidad de esquisto en Colombia. Fuente: ANH (2015).



**Adquisición de Conocimiento**

A finales del 2012, cuando se asignaron los primeros seis bloques, varios países habían declarado mora y prohibiciones sobre el fraccionamiento hidráulico de esquisto en sus propios territorios. Ello en respuesta a riesgos ambientales potenciales, especialmente aquellos asociados a la contaminación de aguas subterráneas. Estas acciones generaron una inquietud especial de en el seno de las autoridades ambientales de Colombia (MESD y ANLA). Colombia no introdujo demandas ni declaró una mora similar: sin embargo, las autoridades gubernamentales de Colombia (MME, MESD, ANH y ANLA) sí decidieron abordar este debate internacional, formulando y desarrollando un Programa de Gestión de Conocimiento académico. Ello se construyó como un intento para entender, desde un punto de vista técnico, cada asunto ambiental asociado con la actividad y cómo abordarlo. Este proceso se llevó dos años, y resultó en la publicación de un nuevo marco reglamentario para las actividades de exploración y producción.

El Programa de Gestión de Conocimiento apuntaba adquirir la mejor información técnica disponible, especialmente la proveniente de países que tuviesen la experiencia más robusta, tales como Canadá y los Estados Unidos de América, así como la proveniente de países o estados que hubiesen declarado una oposición explícita a la actividad. La adquisición de conocimiento se logró a través de tres herramientas diferentes: talleres técnicos, visitas al sitio y conversaciones con entidades reglamentarias internacionales.

**Talleres Técnicos**

El Programa de Gestión de Conocimiento involucraba cuatro talleres, que ocurrieron en Bogotá, Colombia, y al cual el gobierno nacional trajo 24 expertos, tal y como se muestra en la Tabla 12.1 los cuatro talleres se titularon como se indica a continuación:

- Impactos ambientales y sociales de los yacimientos no convencionales E&P
- Marco regulatorio y planificación de los yacimientos no convencionales E&P
- Mejores prácticas de la industria para los yacimientos no convencionales E&P
- Desarrollo de gas natural no convencional: social, económico e implicaciones ambientales

Las principales conclusiones y recomendaciones de los talleres se muestran en las siguientes tablas.

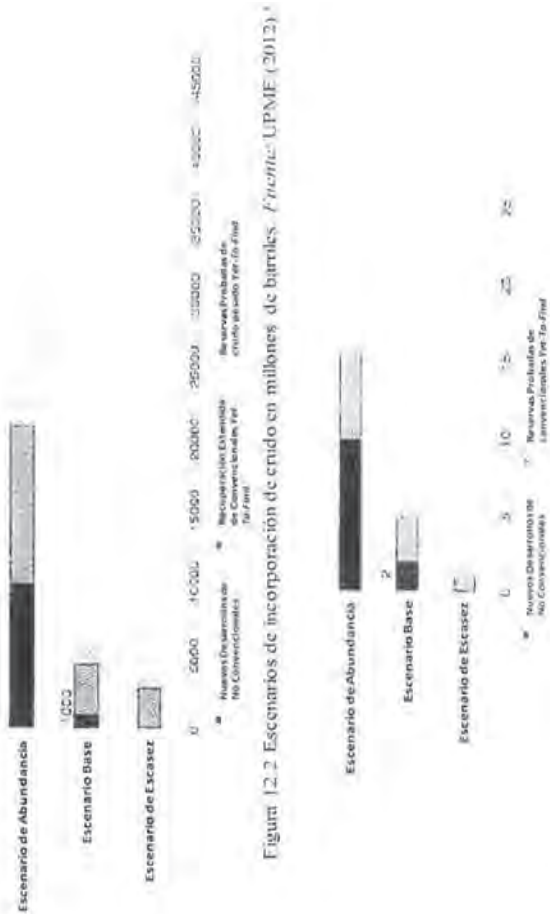


Figura 12.2 Escenarios de incorporación de crudo en millones de barriles. Fuente: UPME (2012).<sup>1</sup>

Figura 12.3 Escenarios de incorporación en gas natural, en Tcf. Fuente: UPME (2012).

Finalmente, en el 2014, el gobierno de Colombia estableció las reglas para la exploración y, aquellos contratos de producción suscritos antes de la licitación del 2012 y ubicados en áreas con potencial no convencional, podrían ser susceptibles de los incentivos del 2002.

Además, la ANH estableció, como requisito previo para compañías que apuntarse en a suscribir procesos de licitación para bloques no convencionales, que pudiesen exceder los umbrales de utilidades, reservas probadas y producción misma. Este requisito previo dio certeza que las compañías que exploración y producirse en bloques no convencionales tuviesen la capacidad económica para cumplir con un ambiente estricto y con los requerimientos técnicos.

<sup>1</sup> La confirmación del escenario incluyó las presunciones de prueba basada en un porcentaje de cada una de las reservas del proyecto aumentando hasta de deficiencia que pueden variar de acuerdo a cada tipo de recurso; adicionalmente, se consideró la disminución del descubrimiento para el proyecto de gas natural, con base en la información disponible al momento de la licitación de los bloques no convencionales (UPME 2012). El término "escenario de escasez" se refiere a los no convencionales, en el sentido de un "escenario de escasez", se les asignaría una incertidumbre al momento del estado, en virtud de que instalaciones subterráneas no hubiesen todavía decarbolado el marco reglamentario. Este fue un reto superado a través de la implementación del programa de gestión de conocimiento (ver la siguiente sección "Venciendo Retos").



Tabla 12.2 Generalidades de Exploración No Convencional y Aspectos de Producción

- La “no convencionalidad” de un yacimiento está indicada por la baja permeabilidad de la formación.
- Cada yacimiento es único geológicamente.
- El fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal han sido utilizados por décadas a nivel mundial, pero la escala a la cual fueron utilizadas en yacimientos no convencionales es mayor.
- En Colombia, los yacimientos no convencionales están ubicados a 1400-2300 m de la superficie, miles de fieles por debajo de los acuíferos de agua potable.

Tabla 12.3 Generación del Marco Regulatorio

- El reglamento debe cubrir todo el ciclo de vida del proyecto.
- El reglamento debe basarse en la meta, la prevención de riesgos y el desempeño.
- El reglamento debe incluir regulaciones vigentes “universales” y necesidades locales específicas.
- El reglamento no debe considerar inquietudes generadas a partir de estimados o errores asumidos en cálculos.
- La ciencia de mala calidad conlleva a un pobre reglamento.
- La exploración debe ser utilizada como una fase regulatoria de aprendizaje para la adquisición de data que fijará las bases de la producción.
- El reglamento debe tener un fundamento técnico en lugar de uno político.
- El reglamento debe estar sujeto a una constante mejora sobre la información de campo y progresos tecnológicos recientes.
- El reglamento debe estar diseñado de acuerdo a la región en una fase posterior.
- Las autoridades deben tener suficiente capacidad para conducir las actividades de evaluación, cumplimiento y supervisión.

Tabla 12.4 Protección de Aguas Subterráneas

- Los acuíferos de agua potable son usualmente de aguas bajas.
- Las formas más profundas de aguas subterráneas tienen un nivel mayor de salinidad y no son consideradas como un recurso para el consumo humano.
- La información de la profundidad del acuífero debe ponerse a la disposición antes del fracturamiento hidráulico.
- La protección de aguas subterráneas requiere de integridad del pozo, para lo cual la integridad del casing de superficie es crucial, especialmente entre los 100-1000 metros.
- Las fracturas pueden extenderse 100-300 metros por encima del pozo de fractura.
- El ordenamiento de la fractura requiere el conocimiento de la dirección, longitud y proyección vertical de una fractura.
- Es poco probable que el fluido de fracturamiento hidráulico pueda migrar a los

Tabla 12.1 Expertos involucrados en los talleres del Programa de Gestión de Conocimiento

Asunto	Tópico abordado	Experto	Institución
Protección del agua y uso del agua	Marco regulatorio y protección del agua	John Deutch	MIT
	Protección de aguas subterráneas y gestión del agua de relleno	David Yosthelmer	Universidad Estatal de Pennsylvania
Geología y sismicidad	Sismicidad inducida asociada a pozos de inyección	Mark Zoback	Universidad de Stanford
	Principios geológicos de esquistos O&G	Thomas Grimsshaw	Universidad de Texas
Ecosistema, asuntos socioeconómicos y disturbios comunitarios	Huellas ecológicas y gestión del ecosistema	Kathryn Mutz	Universidad de Colorado, Boulder
	Aspectos socioeconómicos del esquistos E&P	Iryna Loufel	Universidad Estatal de Cleveland
Marco regulatorio	Oferta y demanda de mano de obra y asuntos comunitarios	Jon Laughner Aviezer Tuelker	Universidad Estatal de Pennsylvania Universidad de Texas
	Emissiones	Susan Stuver	Texas A&M University
	Reglas Dornadas IEA y esquistos E&P en proyecciones del consumo mundial	David Goldwyn	Antiguo Departamento de Estado de los EE.UU. y Funcionario del departamento de Energía
	Caso de estudio en Colorado	David Neslin	Comisión de Conservación O&G, Colorado



acuíferos, debido a la gran distancia entre el fraccionamiento y los acuíferos. El reglamento debe determinar la distancia segura mínima para conducir el fracturamiento hidráulico.

- El metano biogénico, CBM (Metano de Mantos Carboníferos), y el metano termogénico puede surgir de forma natural en acuíferos.
- Deben conducirse pruebas preliminares de perforación para metanos en aguas subterráneas.
- Las fugas de metano debido a fracturamiento hidráulico son poco probables pero factibles debido a pérdida de la integridad del pozo.
- Los químicos tales como el arsénico y el BTEX pueden presentarse de manera natural en los yacimientos.
- La línea base química de la calidad del agua antes de la perforación y del fracturamiento hidráulico debe ser establecida.
- El programa de supervisión de las aguas subterráneas debe incluir el ciclo de vida del proyecto.
- Las aguas subterráneas pueden ser vulnerables a derrames superficiales de químicos o fluidos.

Tabla 12.5 Aguas de Reflujo, Gestión y Disposición

- La composición de reflujo puede incluir aditivos fluidos de fracturamiento hidráulico y sustancias ocurrentes naturalmente dentro del yacimiento, que son generalmente ricas en sales.
- El material radioactivo ocurrente naturalmente (NORM) tales como el radio 226 o el torio 232 pueden estar presentes en las aguas de reflujo.
- El NORM puede precipitarse dentro de lodos para su tratamiento y disposición.
- Los reflujo son generalmente ricos en sales.
- No deben conducirse descargas de aguas superficiales o retro flujo a menos que exista un estricto tratamiento que cumpla con las especificaciones establecidas.
- El reflujo debe reciclarse o reinyectarse en pozos de inyección o de disposición.
- Los pozos de inyección deben construirse para asegurar que las inyecciones estén aisladas hidráulicamente.

Tabla 12.6 Sismicidad

- La sismicidad desencadenada involucra movimientos naturales que se han acelerado en el tiempo debido a procesos tales como el de la inyección.
- La sismicidad desencadenada asociada con el fracturamiento hidráulico no genera movimientos de masas significativos o subsidencia.
- Los eventos sísmicos asociados con el fracturamiento hidráulico son extremadamente raros y nunca son de la suficiente magnitud como para causar daños.
- Los grandes terremotos son causados por grandes fallas que son fácilmente identificables; la inyección dentro o cerca de fallas activas debe evitarse.

- La red sísmica nacional de Colombia debe intensificarse en regiones de yacimientos no convencionales para poder determinar eventos sísmicos de poca profundidad.

Tabla 12.7 Uso de Agua Potable

- La cantidad de agua utilizada para fraccionamientos hidráulicos varía con la ideología del yacimiento, pero, usualmente, oscila entre cinco a 12 millones de galones por pozo.
- Las fuentes de agua no potable, como por ejemplo aquellas con altos niveles de salinidad, pueden ser utilizadas como fluido base para el fracturamiento hidráulico.
- Las temporadas de alto y bajo caudal de agua son claves para determinar la disponibilidad de agua de un proyecto.

Tabla 12.8 Calidad del Aire y Ecosistemas Sensibles

- El gas de esquisto es una alternativa mundial para la reducción de emisiones de gases invernadero que sustituye al carbón por gas natural.
- Debe implementarse culminaciones ecológicamente amigables en la fase de desarrollo.
- Debe utilizarse plataformas de pozos múltiples para minimizar el impacto ambiental.
- Las regulaciones deben incluir una zonificación ambiental para excluir ecosistemas sensibles.

Tabla 12.9 Aspectos Socio-Económicos

- La demanda de mano de obra local se crea por medio de industrias relacionadas con el esquisto nuclear y las relacionadas con el esquisto auxiliar.
- El aumento en la oferta de gas puede influir en el desarrollo y crecimiento industrial.
- El aumento en la actividad implica un aumento en la mano de obra, sobre todo durante la perforación. Se lleva un total de 420 personas (13 equivalentes a tiempo completo) para perforar un pozo.
- La cooperación entre sectores académicos, la industria y el gobierno es esencial para entender las demandas de mano de obra esperada y generada programas de adiestramiento cortos, foros y certificaciones.
- El gas de esquisto puede ser una solución de 50 años de duración, pero no necesariamente para requerimientos a largo plazo. Es un puente tecnológico temporal.
- Las fuentes de energía alternativa y el desarrollo tecnológico pueden proveer demandas futuras.



disponibilidad de gata cuantitativa para responder adecuadamente a las inquietudes del público.

Este principio previene impactos potenciales que pudieran suceder si no hubiese suficiente información sobre la ciencia detrás del impacto, por ejemplo que no se permitiese la disposición de aguas superficiales debido a la incertidumbre en cuanto había en presencia o no de material radioactivo ocurrente naturalmente en el reflujo.

A medida que se desarrolla la actividad, las regulaciones de base y regionales deben ser desarrolladas y ajustadas a las necesidades locales.

**Aplicar principios de prevención.**

Mejorar continuamente las regulaciones.

**Visitas al Sitio y Reuniones con los Reguladores**

Luego de la celebración de los talleres, se hizo arreglo para llevar a cabo una serie de visitas al sitio de las áreas de operaciones en la Columbia Británica y en Texas. Representantes del Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio del Ambiente y del Desarrollo Sustentable, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y la Agencia Nacional de Hidrocarburos visitaron los sitios del pozo y testimoniaron las actividades de fractura miento hidráulico en áreas remotas y densamente pobladas. Estas actividades se fueron apoyadas, sobre todo, por las embajadas de Canadá y de los Estados Unidos de América, las cuales suministraron principalmente el soporte logístico para las visitas al sitio y las reuniones con los cuerpos gubernamentales.<sup>7</sup>

**Regulación Actual y Propuesta**

Toda vez establecidas las bases técnicas, la forma de abordar adoptada por el gobierno de Colombia para desarrollar las regulaciones, incluyendo los principios declarados en la Tabla 12.10.

<sup>7</sup> Las visitas que se celebraron. Con reuniones, incluyendo representantes federales de los Estados Unidos, tales como el Departamento de Energía, el Departamento de Estado, la Agencia de Protección al Ambiente, el Departamento de Comercio, el Departamento de Relaciones Exteriores, la Oficina de Gestión de Tierras y Entidades de varios estados de los Estados Unidos de América y de Canadá, tales como extras, Alberta, Columbia Británica y Nueva York, siendo esta última de importancia significativa, en vista que este estado declaró moratoria sobre la perforación direccional y el fracturamiento de alto volumen, como resultado de una reunión celebrada con el departamento de conservación del ambiente en Albania.

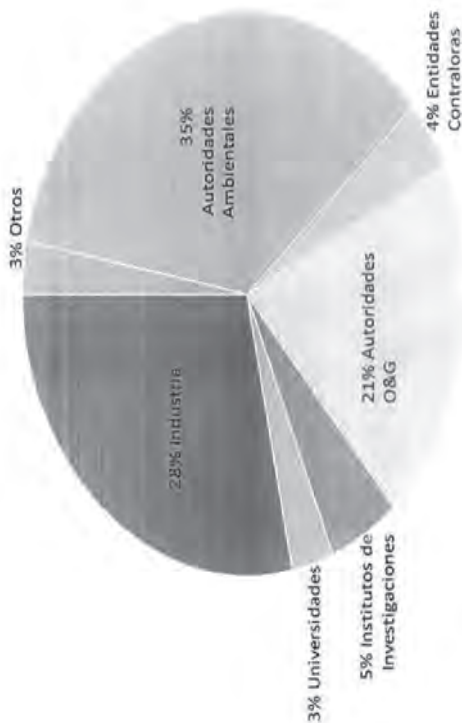


Figura 12.4 Participantes de los Talleres del Programa de Gestión del Conocimiento.

A los talleres asistieron 235 participantes de una amplia variedad de antecedentes y asociaciones, tal y como se muestra en la Figura 12.4.

Tabla 12.10 Principios de Desarrollo del Marco Regulatorio

Principio	Valor
Aplicar y aprender lecciones de países experimentados.	La regulación y ejecución del proyecto se beneficia de tecnologías probadas y de las mejores prácticas.
Definir y tratar por separado los retos de la fase exploratoria y de la fase de producción.	Es de especial importancia en el marco regulatorio ambiental, puesto que este principio permite la puesta en el sitio de los requisitos que pueden no ser aplicable en la fase de exploración, pero que son totalmente implementables en la fase de producción, como por ejemplo las culminaciones ecológicas.
Suministrar respuestas técnicas al público.	La regulación debe tener bases técnicas de modo que la información se adquiera durante todo el ciclo de vida del proyecto. Por lo tanto, habrá



Sustentable abordó la línea base de supervisión de la calidad del agua subterránea, estableciendo 1 a de revisión alrededor de los pozos E&P, además de los pozos de inyección, y de los parámetros a ser supervisados. Estableció también reglas para la frecuencia de supervisión para el antes, durante y después de las actividades de perforación de pozo, así como los requerimientos de reporte asociados. Con relación a las emisiones, el MESD estableció la línea base para los parámetros de supervisión de la calidad del aire, así como el MME estableció un permiso de emisiones, históricamente de su competencia.

Además del marco interinstitucional, se tomó la decisión de contratar a un consultor internacional con suficiente experiencia en desarrollos regulatorios, que suministrase insumos a las regulaciones tanto técnica como ambientalmente, a cuyos efectos el señor David Neslin, antiguo Director de la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas para Colorado, fue designado para supervisar tal esfuerzo, junto con un equipo de especialistas para poder contribuir al desarrollo de tal regulación.<sup>3</sup>

De tal proceso surgió la siguiente regulación:

- Términos de referencia de los estudios de impacto ambiental para explotación de hidrocarburos, con un anexo para yacimientos no convencionales, que fueron adoptados por medio de las resoluciones 04217, 1014 (MESD y ANLA);
- Decreto 3004 (2013) y resolución 90341 (2014), que establece los requerimientos técnicos para los E&Ps de los yacimientos no convencionales (MME y ANH).

**Abordando los Asuntos Ambientales Claves**

Se desarrolló una regulación definitiva basada en los resultados del Programa de Gestión del Conocimiento, así como de insumos suministrados por el señor David Neslin y su equipo. En el proceso, se enfrentaron continuamente tres retos en cada uno de los siguientes tópicos:

- mantener un balance entre la regulación basada en el desempeño y la prescriptiva;
- distinguir la buena práctica de los requerimientos obligatorios; y
- generar requerimientos a la medida del contexto colombiano.

En última instancia, cada asunto fue abordado en la regulación tratando de gestionar estos retos. A continuación, se muestra un resumen de los requerimientos para cada asunto:

**Protección de Aguas Subterráneas**

Diseño de pozos y medidas preventivas de construcción:

<sup>3</sup> El señor David Neslin fue el anterior presidente de la Revista Estatal de Regulaciones Ambientales para el Petróleo y el Gas Natural (STRONGER), que fue publicada en el 2010, junto con directrices sobre fracturando hidráulico y el apoyo al desarrollo de *Frac.Focus.org*.



Figura 12.5 Marco inter-institucional sobre asuntos a ser abordados por regulación.

**Reuniendo a la Energía y a las Autoridades Ambientales**

Tales como la contaminación de acuíferos y la migración de metano, pueden evitarse con la adecuada construcción de pozos y la conducción rutinaria de ensayos de integridad. Con esto en mente, el Ministerio del Ambiente y del Desarrollo Sustentable (MESD), expresó su inquietud con respecto a cuáles autoridades ambientales deben responsabilizarse por el cumplimiento y la protección de los recursos naturales renovables. La sugerencia emitida puede que el cuerpo más apropiado es el Ministerio de Minas y Energía (MME). Éste a su vez, creó una necesidad de algún tipo de marco regulatorio inter-institucional que pudiese determinar los asuntos que cada ministerio debería abordar en futuras regulaciones. La figura 12.5 muestra el desarrollo de este marco.

Tal y como se muestra en la Figura 12.5, los asuntos que debe incluir cada autoridad fueron que la mente establecidos y lógicamente desglosados. Las características de la calidad de las aguas subterráneas luego de la disposición de las aguas negras, por medio de pozos de inyección de potencial solapamiento, fue abordada por medio de la separación de la prevención de incidentes que pudiese llevar a la contaminación de las fuentes de aguas subterráneas. Ello fue posteriormente abordado por el Ministerio de Minas y Energía, estableciendo los requerimientos para los pozos E&P y los pozos de inyección, en términos de construcción y diseño, resistencia del cemento, pruebas de integridad y prevención de comunicación entre pozos. A su vez, el Ministerio del Ambiente y del Desarrollo



- Para todos los *casings*, la bomba y el método de sellado debe ser utilizados y deben solaparse con el siguiente *casings* como mínimo del 5%.
- Los requerimientos para el conductor y el *casings* de superficie incluyen que deben llevar cemento hasta la superficie y 150 10 por debajo del acuífero de agua potable más profundo encontrado.
- Los requerimientos para los *casings* intermedios y de producción incluye la fermentación de 500 pies por encima de la zapata y la realización de pruebas de cemento tipo CBI..
- El *casings* intermedio debe sellar todos los horizontes que puedan tener presencia de crudo y gas o sustancias corrosivas.
- Todos los *casings* deben pasar por pruebas de presión.
- El cemento debe estar diseñado para resistir 300 psi por 24 horas y 800 psi por 72 horas.
- En caso de haber cualquier signo de cementación inadecuada, se debe suspender las actividades de perforación e implementar acciones correctivas y mostrar evidencia de éxito en su implementación para ser enviadas a las autoridades.
- En el espacio de 10 pies desde el *casings* de superficie, se debe aplicar una prueba de integridad a la formación geológica para probar la presión de ruptura inicial en la zapata.

Se establecieron requerimientos adicionales para los pozos existentes a ser convertidos en los nuevos pozos E&P, así como a pozos de inyección.

**Medidas Preventivas de Estimulación Hidráulica**

- Si bien los esquistos en Colombia se estima que yacen entre los 1500 y 2400 metros de profundidad, se ha establecido una distancia mínima entre la base de los acuíferos de agua potable y el yacimiento en donde se conduciría el fracturamiento hidráulico; el glaciar fijado a cinco veces el radio del fracturamiento<sup>4</sup>, es decir, aproximadamente 500 metros.
- Para el metano del manto carbonífero, esta distancia será mayor de doble del radio del fracturamiento o 10 veces el ancho de la vertical del intervalo estimulado.
- Antes de todas las actividades del fracturamiento hidráulico, deben conducirse pruebas de presión en todos los *casings* expuestos.
- El operador debe supervisar la presión del anular de todos los *casings* permanentemente durante el fracturamiento hidráulico.
- Quisiera saber un aumento mayor al de 200 psi, deben suspenderse las actividades del fracturamiento hidráulico inmediatamente y notificarlas.
- Si las presiones indican que puede haber comunicación entre los fluidos del fracturamiento hidráulico y el anillo, el operador debe suspender las actividades de fracturamiento hidráulico, notificar a las autoridades, implementar las acciones correctivas y enviar evidencia de su implementación y éxito.

<sup>4</sup> El radio del fracturamiento hidráulico se define como la distancia alcanzada por la fractura como resultado de la estimulación hidráulica.

**Supervisión de Línea de Base de las Aguas Subterráneas**

- La información de la línea de base de las aguas subterráneas debe recolectarse en un "área de revisión". Esta área se definió de acuerdo al tipo de pozo:
  - el área de revisión para los pozos verticales y horizontales incluye el área entre las secciones verticales y horizontales del pozo o del arreglo de pozo. El radio horizontal debe ser la proyección lateral más larga para el pozo o el arreglo del pozo.
  - El área de revisión para un pozo vertical (sin horizontales) es el área vertical entre la longitud de la sección vertical del pozo o el arreglo del pozo y tres veces el radio del fracturamiento hidráulico.
- El reglamento establece que un modelo de acuífero conceptual debe producirse para el área de revisión. La permeabilidad de las unidades estratigráficas que separan el acuífero de la formación objetivo deben determinarse, así como también la conductividad y características del flujo vertical y horizontal.
- La composición físico-química del agua debe adquirirse por medio de muestra recolectadas en el campo en el ámbito del área de revisión, en muestras de acuífero representativa, para 49 parámetros básicos +13 parámetros adicionales que hayan sido asociados con el fracturamiento hidráulico, tales como el Bario 226 y el Torio 232, las temporadas de lluvia como en las temporadas secas.
- La supervisión debe realizarse cada trimestre para todos los 72 parámetros dentro de la vía de revisión.

**Tratamiento y Disposición de Aguas de Reflujo**

Este asunto fue de especial sensibilidad para los diseñadores en vista que consideraron requisitos regulatorios, ya que todavía existe una gran incertidumbre acerca de los contaminantes potenciales que pueden movilizarse a partir de yacimientos no convencionales por medio del fluido de fracturamiento. En última instancia, se tenía la percepción que solamente la fase exploratoria podría verdaderamente suministrar insumos acerca de este asunto. En consecuencia, las autoridades decidieron crear una regulación principal que prohibiese el almacenamiento de agua de reflujo en pozos por encima del suelo y la disposición del fluido de reflujo en aguas superficiales.

Como resultado de ello las aguas de reflujo y las aguas producidas pueden ahora disponerse en pozos de inyección, para recuperación secundaria o en pozos de disposición. Se abordan también requerimientos estrictos en la regulación para poder abordar a el diseño



del pozo inyección, la construcción y las pruebas de integridad, así como el área de revisión, las aguas subterráneas y la supervisión de las aguas superficiales.

Se puede disponer de las aguas de reflujo y las producidas por aspersión por encima del suelo, sujeto a tratamiento previo. Las regulaciones para la disposición de agua negra por encima del suelo, necesarias para definir los umbrales, todavía se encuentra en desarrollo a través de las autoridades ambientales nacionales.

Los tanques de almacenamiento para las aguas de reflujo y/o producidas deben tener una barrera de retención o contención con capacidad de hasta 110% del tanque más grande dentro de la barrera. Los tanques de almacenamiento deben ser frecuentemente monitoreados para verificar su integridad, así como la de todos los otros tanques, mangueras y cualquier otra estructura de almacenamiento o transporte, tanto para las aguas de reflujo y/o producidas y los aditivos químicos para el fluido del fracturamiento hidráulico.

**Uso de Agua Potable**

Colombia posee una estacionalidad húmeda-seca que puede causar severas sequías que ocurren durante la temporada alti-baja en algunas áreas del país. De acuerdo al Consejo Mundial del Agua, Colombia posee un indicador de estrés de agua entre 0 y 0.1, por lo que califica como país "no estres" en términos de la escasez de agua.<sup>3</sup> sin embargo, durante la temporada seca pudiera haber algunas regiones que pudieran verse significativamente afectadas. Por ejemplo, durante el primer trimestre de 2014 la región de Guajira en el norte y la región del río Orinoco, en el oriente de Colombia, sufrieron una sequía severa causando la muerte de cientos de animales, lo que llevó a la ampliación de las alertas predictivas regionales por medio de la supervisión permanente y la implementación de medidas de disponibilidad de agua locales para consumo humano y animal. Colombia es también altamente vulnerable a los efectos causados por la Oscilación Sureña de El Niño (ENSO). Esto ayuda a explicar por qué la disponibilidad de agua se evaluaba de manera tan meticulosa durante la adquisición de la línea base, lo que incluía el entendimiento de los flujos específicos para las fuentes de superficie y las aguas subterráneas, que impactarían y la determinación del uso conflictivo potencial con las comunidades dentro del área de influencia.

Para las actividades de exploración, el reglamento indicaba que los siguientes elementos eran de la más alta prioridad:

- la reutilización de las aguas de reflujo y producidas para la facturación de otros pozos o para las actividades de re-fracturamiento;
- el uso para el fracturamiento de agua no potable y de aguas negras municipales residuales;
- alternativa para las temporadas de bajo caudal;
- medidas y restricciones para las temporadas de bajo caudal para sostener el uso del agua por parte de las comunidades presentes en el área de influencia del proyecto.

<sup>3</sup> <http://www.worldwatercouncil.org/library/archives/water-crisis>. El indicador de estrés de agua posee los rangos siguientes: sin estrés, 0-0.1; bajo estrés, 0.1-0.2; estrés medio, 0.2-0.4; alto estrés, 0.4-0.8; muy alto estrés, 0.8-1.0.

**Sismicidad**

En opinión experta, se ha concluido que existe una baja pero posible asociación de eventos sísmicos inducidos con el fracturamiento hidráulico, el reflujo y la re-inyección de agua producida. Por lo tanto, en vista que las cuantas no convencionales se encuentran ubicadas en regiones montañosas altas de Los Andes, debemos comprometernos con medidas preventivas con respecto a los proyectos de fracturamiento hidráulico.

Con esto en mente, los requisitos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía y el Servicio Geológico de Colombia, incluye lo siguiente:

- La presencia de fallas geológicas debe determinarse a cualquier profundidad dentro de un cilindro imaginario circundante al E&P y a los pozos de inyección, de cuyas dimensiones en el cilindro habrá variaciones de acuerdo a la profundidad del pozo.
- Debe conducirse una supervisión de línea base para la sismicidad antes, durante y después de las actividades de fracturamiento hidráulico y para los pozos de inyección durante el período de vida del pozo.
- Debe instalarse una red de sismicidad en el proyecto que debe ser operada e interpretada por el Servicio Geológico de Colombia.
- Los pozos de inyección deben instalarse para supervisar los volúmenes y presiones a las cuales los fluidos son inyectados.

Además de estos requisitos, se han establecido repliegues para que el fracturamiento hidráulico no pueda llevarse a cabo a lo largo de 1 kilómetro de una falla activa geológicamente grande y que no se pueda construir ningún pozo de inyección dentro de los 2 kilómetros de una falla activa geológicamente grande.

Si ocurre un evento sísmico por encima de 4 en la escala de Richter y el epicentro coincide con el área de revisión del proyecto, se debe suspender las actividades y adoptar acciones correctivas y demostrar su éxito a las autoridades.

**Emisiones**

Términos de emisiones, la regulación del MESD prohíbe el venico de cualquier gas y se debe implementar una combustión completa. Los artefactos de reducción para componentes orgánicos volátiles deben instalarse en todos los tanques de almacenamiento para alcanzar, al menos, una reducción en emisiones del 90%.



La siguiente información de línea de base debe instalarse antes del inicio de las actividades del proyecto:

- inventario de emisiones y receptores potenciales;
- supervisión de la calidad del aire incluyendo parámetros tales como metano, sulfuro de hidrógeno, BTEX y formaldehído.

**Aditivos Químicos**

La información acerca de todos los aditivos químicos utilizados en el fracturamiento hidráulico deben publicarse antes de cada fase del fracturamiento y ajustarse toda vez que finalice la fase, si la composición del fluido hubiese variado durante la actividad. La concentración debe expresarse como un porcentaje de la masa y del volumen total del fluido y la información acerca de la salud y características eco-toxicológicas y biodegradables debe incluirse en los reportes que deberán entregarse para su evaluación por parte del ANLA.

Si un aditivo posee un secreto comercial, debe proveerse el nombre de familia al ANLA, quien se comprometerá a tomar todas las medidas necesarias para evitar la divulgación del secreto comercial al público, pero evaluará su toxicidad basado en la información provista. Sin embargo, en caso de la ocurrencia de un evento no previsto, debe suministrarse información a la entidad médica que lo requiera para diagnóstico clínico o tratamiento médico.

**El Futuro: Aprendiendo de la Exploración y Regulación para Mejorar el Sistema**

Se han asignado siete bloques de exploración y para la exploración y producción (E&P) de yacimientos no convencionales en Colombia. De ellos, hay prospectos no convencionales en cerca de los 15 así llamados bloques convencionales. Se estima que, en los próximos pocos días, cerca de 10 pozos exploratorios se perforará en la región del Magdalena medio, dependiendo de los compromisos establecidos en los contratos entre la ANH y las compañías y sobre los precios del crudo.

La fase exploratoria no solamente demostrará el potencial de cada cuenca, sino que también informará al gobierno acerca de los retos ambientales y sociales específicos asociados con cada cuenca, de modo de formular regulaciones a la medida de cada condición de local específica dentro de las regiones, que apunten a una futura regulación base.

La fase exploratoria también suministrará claridad sobre temas de sismicidad asociados con la inyección de agua y, de manera potencial, con el fracturamiento hidráulico dentro de regiones montañosas zoológicas altamente complejas. Además, la composición del agua de reflujo se revelará en cada cuenca, de modo que la presencia potencial en la superficie de contaminantes peligrosos y especialmente de materiales radioactivos ocurren naturalmente dentro de las cuencas, sea calificada y cuantificada adecuadamente. Se espera

que con ello se pueda suministrar una mejor comprensión de la escala de los riesgos ambientales asociados con la gestión y disposición de este fluido.

El uso del agua es una inquietud especial en algunas regiones de Colombia durante las temporadas de bajo caudal. Esta es la razón por la cual se debe llevar a cabo el reciclaje y disposición de reflujo y tratamiento a través de la aspersión en el suelo.

El aumento en la perforación de inyección y pozos de disposición es de importancia clave poder disponer de forma segura de agua de reflujo. Sin embargo, toda vez que se dispone del agua de un pozo de inyección, se la saca fuera del ciclo hidrológico y por lo tanto la construcción de plantas de tratamiento de aguas residuales para disponer adecuadamente del agua por medio de la aspersión del suelo se torna, entonces, en una opción preferencial importante.

Un reto clave para el gobierno de Colombia es también el de prevenir que las actividades de exploración y producción de cuencas no convencionales se conviertan en asuntos políticos en lugar de técnicos. Desde septiembre del 2014, unos pocos meses luego de la publicación de las regulaciones, los líderes de la opinión nacional se habían opuesto a la decisión del gobierno colombiano en comprometerse al cambio subyacente en estas normas acerca del fracturamiento hidráulico. Esta actitud no parece basarse en la inadecuada información e interpretación de las normas propuestas. El gobierno de Colombia ha reaccionado trayendo de vuelta a expertos académicos de experiencia regulatoria para conversar con el público en una serie de foros académicos, tratando de llevar el debate al nivel de una conversación técnica y científica.

Pareciera ser que el más grande reto que enfrenta Colombia en los próximos pocos días es el de la aplicación de tal cuerpo regulatorio. La ANLA y la ANH, las autoridades responsables por la aplicación de los requisitos ambientales y técnicos respectivos, deben reforzar los recursos asignados a la evaluación y control de los proyectos de exploración y producción no convencional. La competencia dentro de las autoridades relacionada con la mejor práctica, normas de desempeño y la mejor tecnología disponible serán de importancia clave para incentivar actividades responsables y mejorar los requisitos regulatorios.

**Referencias**

ANH (2014a). Estadística de Producción. <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadistica-de-Produccion.aspx>.

ANH (2014b). El ABC de los Yacimientos No Convencionales (documento no publicado).

ANH (2015). Mapa de Tierras. <http://www.anh.gov.co/Asignación-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>.

Gómez, C. (2014). Desarrollo de gas de esquisto en Latinoamérica. Una tesis desarrollada por la Sociedad Americana y el Consejo de las Américas, Grupo de Acción Energética.

L'PME (2012). Escenarios de oferta y demanda para hidrocarburos en Colombia.

Vargas, C. (2012). Evaluación de los volúmenes de hidrocarburos *yet-to-find* en Colombia. *Earth Sciences Research Journal* 16.



