



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA | DESPACHO CONTRALOR

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA 07-09-2012 09:18
Al Contestar Cte Este No.: 2012EE0060874 O Fol:10 Anex:1 FA:2 / CARLOS

ORIGEN: 80110-DESPACHO DEL CONTRALOR
FELIPE CORDOBA LARRARTE

DESTINO: JUAN GABRIEL URIBE / MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE - MADS

ASUNTO: FUNCIÓN DE ADVERTENCIA. PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN Y DESARROLLO SOSTENIBLE. CBS
80110 - 352 PROYECTO DR. JORGE CRUZ C.D. MEDIO AMBIENTE

Bogotá, D. C.

Doctores:

1. JUAN GABRIEL URIBE
Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible
 2. FEDERICO RENJIFO
Ministro de Minas y Energía
 3. LUZ HELENA SARMIENTO VILLAMIZAR
Directora Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA
 4. ORLANDO CABRALES SEGOVIA
Director Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH
- Bogotá D.C.

Asunto: Función de Advertencia. Principio de Precaución y Desarrollo Sostenible. Posibles Riesgos. Hidrocarburos no Convencionales.

La Contraloría General de la República, con fundamento en el numeral 7° del artículo 5° del Decreto Ley 267 de 2000, en concordancia con el inciso 6 del artículo 272 de la Constitución Política, en ejercicio de la vigilancia fiscal que le compete, profiere FUNCIÓN DE ADVERTENCIA con el propósito de prevenir a la administración, para que en la regulación técnico ambiental para efectos de la exploración, explotación y licenciamiento de Hidrocarburos no Convencionales, proceso en el que intervienen diferentes actores con diferentes responsabilidades, se tenga en cuenta el Principio de Precaución, ante el riesgo latente para el patrimonio ambiental por la posible contaminación de aguas subterráneas, la afectación fuentes hídricas, el riesgo para centros urbanos en el área de influencia, la salubridad pública y el riesgo geológico, por la forma de explotación mediante fracturamiento hidráulico.

I. ANTECEDENTES

La CGR ha señalado en auditorías realizadas en ejercicio de su labor de fiscalización, la importancia de que los gestores institucionales con obligaciones en la protección de áreas e importancia ecológica, de la necesidad de que el instrumento licencia ambiental, internalice las externalidades ambientales, incentivando la reducción de la contaminación y el empleo de tecnologías con el fin de que la explotación por empresas nacionales e internacionales de nuestros recursos naturales no renovables, se haga de manera sostenible, sin sacrificar el bienestar de la nación.



II. CONSIDERANDOS TÉCNICOS

1. Noción de Hidrocarburos No Convencionales, (HNC)

De conformidad con el glosario de la página web de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, los HNC, son: "Hidrocarburos presentes en el subsuelo en estado diferente a los Hidrocarburos Líquidos convencionales o gas libre, incluyendo gas asociado a los primeros; o Hidrocarburos que se encuentren en yacimientos no convencionales. Esta definición incluye Hidrocarburos tales como crudos extra pesados, arenas bituminosas, gas en mantos de carbón, yacimientos de muy baja porosidad (tight) e hidratos de gas." En el anexo 1 se mencionan los HNC más conocidos.

2. Forma de explotación

La diferencia entre los Hidrocarburos Convencionales y los no-Convencionales, radica en la forma de explotación. Es así, como para la explotación de los HNC, se acude al fracturamiento hidráulico.

Se denomina 'fracturamiento hidráulico' o, en inglés, 'fracking' a la perforación horizontal de estratos de lutitas presentes en las profundidades del subsuelo y la inyección de agua a gran presión, mezclada con arena y productos químicos, con el fin de fracturar la roca y extraer gas metano. (Resaltado fuera de texto)

Primero se realiza una perforación vertical convencional, que puede llegar a profundidades de dos a tres kilómetros. Al llegar a la capa de esquisto se inician las perforaciones horizontales, que pueden ser varias desde un mismo pozo vertical y extenderse cada una de dos a tres kilómetros. Habiendo blindado toda la tubería, en los tramos horizontales se realizan las perforaciones laterales para inyectar la mezcla que fracturará la roca.

Por lo general, los químicos representan un 2% del fluido utilizado en una extracción. El resto está constituido por agua y cierta cantidad de arena, que es utilizada para mantener abiertas las fracturas y ampliar la superficie de contacto con el líquido. Sólo un 30 a 50 por ciento del fluido vuelve a la superficie, mezclada con el metano que se separa, y el resto se deposita en lagunas al aire libre. El líquido que no retorna permanecerá bajo tierra.

3. Potencial Colombia

A nivel mundial, existe una presión muy fuerte ante la existencia de fuentes de hidrocarburos no convencionales en países tradicionalmente importadores de hidrocarburos convencionales, lo que influye para que su explotación sea aceptada sin la consideración exhaustiva, en algunos casos, de sus efectos reales y potenciales.

En Colombia, la Agencia Nacional de Hidrocarburos tiene identificadas como posibles reservorios de Gas No Convencional, las siguientes zonas:



4. Posibles riesgos

El fracturamiento hidráulico, como herramienta empleada para la explotación de los Hidrocarburos No Convencionales, (HNC), conlleva de suyo una serie de riesgos de distinto orden, que deben ser tenidos en cuenta al regular las condiciones técnico-ambientales, entre otros podemos mencionar:

- El riesgo geológico ante la fractura en zonas identificadas como vulnerables, por sus condiciones geológicas y la consiguiente posibilidad de generación de efectos que incluyen la (re)activación de sismicidad. Dado que el fracturamiento hidráulico se basa en la inyección de fluidos para reducir esfuerzos efectivos normales por el incremento de la presión de poros a lo largo de fallas y fracturas pre-existentes. (SasaKi, 19982). La magnitud de los sismos que pueden generarse dependen de (1) La velocidad y la cantidad del fluido inyectado, (2) la orientación de los esfuerzos y (3) la extensión del sistema de fallas y fracturas. (Green, 20123). La incertidumbre bajo esta práctica es alta dado que la predicción de la magnitud del sismo generado aun se encuentra en desarrollo (Green, 2012). En Inglaterra la práctica de fracturamiento hidráulico ha generado sismos de magnitud 2,3 ML, valor que excede al recomendado para este tipo de proyectos de 0,5 ML, umbral que pretende disminuir el riesgo por microsismos generado y el fracturamiento colateral generado por estos (Green, 2012).

② Ghunji SasaKi. Characteristics of microseismic events induced during hydraulic fracturing experiments at the Iijiori hot dry rock geothermal energy site, Yamagata, Japan.

③ Shale gas fracturing. Review & Recommendations for Induced Seismic Mitigation. BGS, 2012

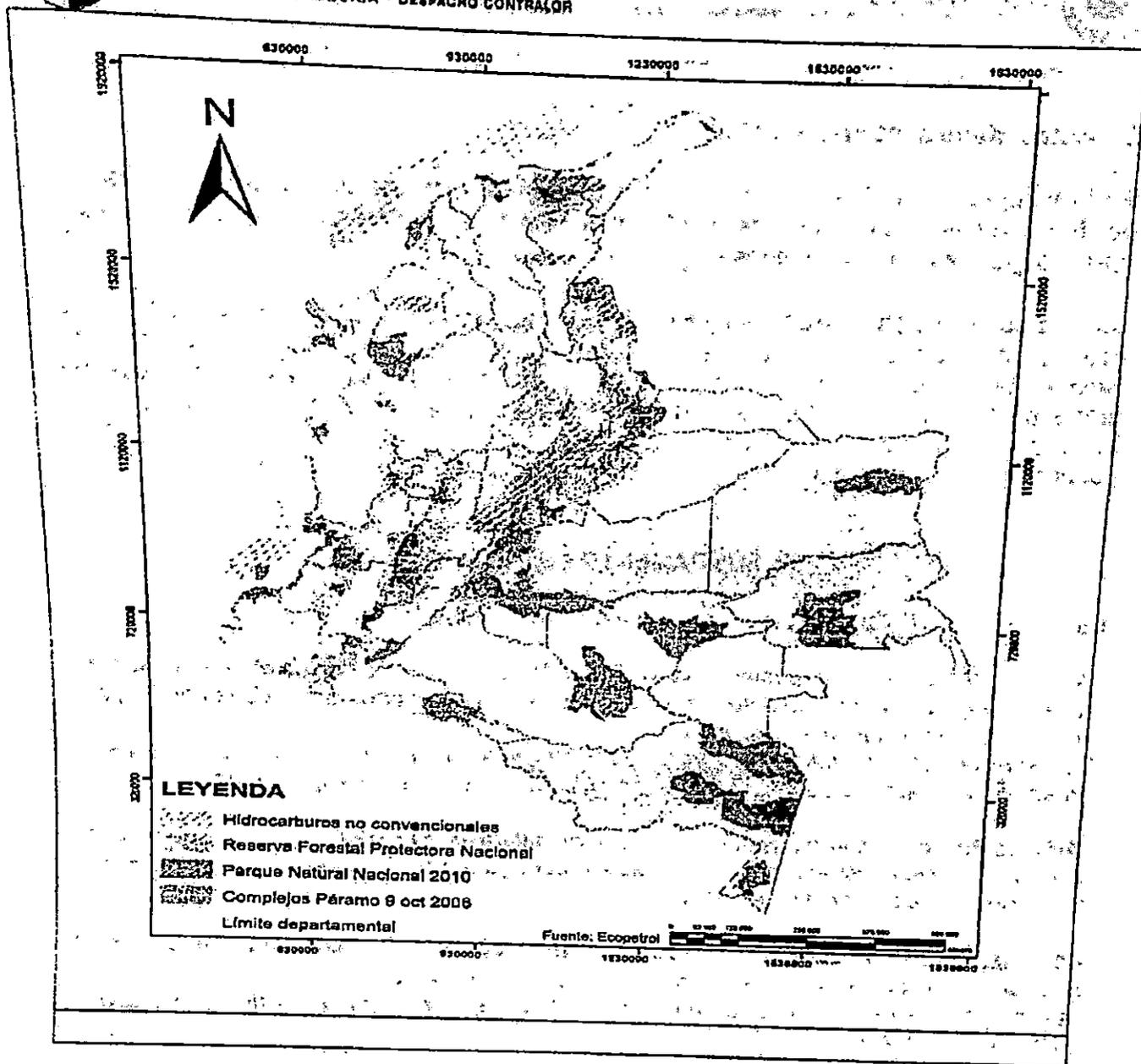


- La afectación del recurso hídrico y su posible contaminación. La profundidad de las perforaciones varía y puede ser de dos o tres kilómetros, y al inyectar la mezcla que fracturará la roca, que incluye químicos, contamina el agua que se emplea para lograr la fractura y el fluido queda contaminado. Una parte de esta agua contaminada vuelve a la superficie, y otra se dispersa en los acuíferos, aguas freáticas y pozos de agua potable.⁴
- El riesgo para la salubridad pública es otro elemento a considerar, toda vez que los fluidos empleados para ser mezclados con el agua para producir las fracturas, han sido cuestionados a nivel internacional.

Las situaciones planteadas pueden ser aún más gravosas, si, como resulta del cruce de las zonas prospectivas definidas por la ANH, pueden afectarse áreas protegidas y ecosistemas estratégicos como los páramos y en general la alta montaña andina.

4 Fracking: La última obsesión energética Published on Eco Sitio (<http://www.eco-sitio.com.ar>)

"Se sabe que los aditivos incluyen ácido, bactericida/biocida, estabilizador de arcilla, inhibidor de corrosión, reticulante, reductor de fricción, gelificante, controlador de metales, inhibidor de sarro y surfactantes. El Centro Tyndall de la Universidad de Manchester, en el Reino Unido, fue uno de los primeros en investigar los impactos de la extracción de gas de esquisto sobre el medio ambiente y analizó 260 productos químicos usados en el 'fracking'. De ese total, 17 fueron considerados tóxicos para organismos acuáticos, 38 tóxicos agudos, 8 cancerígenos probados y otros 6 sospechados de serlo, 7 elementos mutagénicos y 5 producen efectos sobre la reproducción. Si bien el riesgo depende de la concentración y la exposición de esas sustancias a los seres vivos, las cantidades empleadas -en una plataforma de 6 pozos, de 1.000 a 3.500 metros cúbicos-, justifican la máxima precaución y control."



En el documento, "L'EXPLORATION ET L'EXPLOITATION DES HUILES ET GAZ DE SCHISTE OU HYDROCARBURES DE ROCHE-MERE PAR FRACTURATION HYDRAULIQUE," elaborado por André Picot,⁵ en París, en mayo de 2011, hace un análisis de los químicos empleados para el fracturamiento hidráulico y entre otras conclusiones se indican cuáles son los riesgos asociados al empleo de esos químicos e incluye los principales productos tóxicos para el hombre, cancerígenos algunos de ellos, lo que hace evidente el riesgo ya que podrían contaminar las aguas subterráneas y las de la superficie como resultado de esta forma de explotación como ya se mencionó.⁶

⁵ Toxicólogo-químico, Director de pesquisas honoraires CNRS, Expert français honoraire auprès de l'Union européenne pour les produits chimiques en milieu de travail Président de l'Association Toxicologie-Chimie

⁶ En el anexo 2 se incluye la tabla 9 del documento que contiene un listado de los elementos presentes en la fracturación.

5. Antecedentes Internacionales

En Francia se prohibió la exploración y explotación de hidrocarburos líquidos o gaseosos por fractura hidráulica en julio de 2011 y el tema está en debate por los posibles riesgos para los grandes centros urbanos y agrícolas.

Así mismo, en Bulgaria, Rumania y República Checa se ha suspendido la explotación de este tipo de yacimiento por razones ambientales y en Australia, el gobierno del estado de Nueva Gales del Sur decidió imponer moratoria a la explotación de hidrocarburos mediante fracturamiento hidráulico durante 2011 hasta evaluar las necesidades de la minería y la agricultura. En Sudáfrica y Canadá, también existen algunas restricciones y suspensiones al empleo del 'fracking' hasta evaluar los efectos de esta técnica.

III. FUNDAMENTOS DE DERECHO

La Constitución Política consagra entre otros lo siguiente:

"Artículo 79. Derecho al ambiente sano. Todas las personas residentes en el país tienen derecho a gozar de un ambiente sano. La ley garantizará la participación de la comunidad en las decisiones que puedan afectarlo.

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

Artículo 80: Utilización racional de los recursos naturales. El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación restauración o sustitución.

Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.

Así mismo, cooperará con otras naciones en la protección de los ecosistemas situados en zonas fronterizas"

La Ley 99 de 1993, señala entre otros:

Artículo 1º, Numerales:

"3. Las políticas de población tendrán en cuenta el derecho de los seres humanos a una vida saludable y productiva en armonía con la naturaleza.

5. En la utilización de los recursos hídricos, el consumo humano tendrá prioridad sobre cualquier otro uso.

6. La formulación de las políticas ambientales tendrá en 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." (Resaltado fuera de texto)

Decreto 2811 de 1974. Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección del Medio Ambiente.

DE LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS

"Artículo 149º.- Para los efectos de este título, se entiende por aguas subterráneas las subálveas y las ocultas debajo de la superficie del suelo o del fondo marino que brotan en forma natural, como las fuentes y manantiales captados en el sitio de afloramiento, o las que requieren para su alumbramiento obras como pozos, galerías filtrantes u otras similares.

Artículo 152º.- Cuando se compruebe que las aguas del subsuelo de una cuenca o de una zona se encuentran en peligro de agotamiento o de contaminación, o en merma progresiva y sustancial en cantidad o calidad, se suspenderá definitiva o temporalmente el otorgamiento de nueva concesiones en la cuenca o zona; se podrá decretar la caducidad de las ya otorgadas o limitarse el uso, o ejecutarse, por cuenta de los usuarios, obras y trabajos necesarios siempre que medie el consentimiento de dichos usuarios, y si esto no fuere posible, mediante la ejecución de la obra por el sistema de valorización.

Artículo 153º.- Las concesiones de aprovechamiento de aguas subterráneas podrán ser revisados o modificadas o declararse su caducidad, cuando haya agotamiento de tales aguas o las circunstancias hidrogeológicas que se tuvieron en cuenta para otorgarlas hayan cambiado sustancialmente."

Decreto Nacional 2857 de 1981

"Artículo 1º.- Definición de cuenca. Para los fines del artículo 312 del Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente, entiéndese por cuenca u hoyo hidrográfica un área físico-geográfica debidamente delimitada, en donde las aguas superficiales y subterráneas vierten a una red natural; mediante uno o varios cauces de caudal continuo o intermitente que confluyen a su vez en un curso mayor que desemboca o puede desembocar en un río principal, en un depósito natural de aguas, en un pantano o directamente en el mar.

Artículo 2º.- Delimitación de la cuenca. Una cuenca hidrográfica se delimita por la línea de divorcio de las aguas. Se entiende por línea de divorcio la cota o altura máxima que divide dos cuencas contiguas.

Quando los límites de las aguas subterráneas de una cuenca no coincidan con la línea superficial de divorcio, sus límites se extenderán subterráneamente hasta incluir la de los acuíferos que confluyan hacia la cuenca deslindada por las aguas superficiales.

Artículo 3º.- Condiciones del aprovechamiento. El aprovechamiento de los recursos naturales y demás elementos ambientales se realizarán con sujeción a los principios generales establecidos por el Decreto-ley 2811 de 1974 y, de manera especial, a los criterios y previsiones del artículo 9 del mismo estatuto.

Toda actividad que por sus características pueda producir un deterioro grave a los recursos naturales renovables de la cuenca, disponga o no ésta de un plan de ordenación, deberá autorizarse por la Entidad Administradora de los Recursos Naturales Renovables, previa elaboración y presentación del respectivo estudio de efecto ambiental.

Lo dispuesto en el inciso anterior, se refiere especialmente a la construcción de vías carreteables, canales, trasvase de cauces fluviales o vasos lacustres, explotaciones mineras, construcción de embalses u otras de significación similar."

Principio de precaución

Sentencias de la Corte Constitucional.

En reiteradas sentencias, la Corte Constitucional se ha pronunciado sobre la aplicación del principio de precaución, así:

T- 360 de 2010.

"Novena. A falta de certeza científica, debe ser aplicado el principio de precaución.

El Convenio sobre la Diversidad Biológica de Río de Janeiro de 1992 incluyó 27 principios y advirtió que, con el fin de proteger el medio ambiente, los Estados deberán aplicar ampliamente el criterio de precaución conforme a sus capacidades. "Cuando haya peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces en función de los costos para impedir la degradación del medio ambiente".

La Ley 99 de diciembre 22 de 1993, artículo 1° numeral 6, lo consagró como principio general. La mencionada disposición indicó que la política ambiental se basa en criterios y estudios científicos, sin embargo, "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".

Esta corporación en sentencia C-293 de abril 23 de 2002 (M. P. Alfredo Beltrán Sierra) estableció que la autoridad ambiental es competente para aplicar el principio de precaución, mediante un acto administrativo motivado, en el caso de observarse "un peligro de daño, que éste sea grave e irreversible, que exista un principio de certeza científica, así no sea ésta absoluta, que la decisión que la autoridad adopte esté encaminada a impedir la degradación del medio ambiente".

Posteriormente, en sentencia T-299 de abril 3 de 2008 (M. P. Jaime Córdoba Triviño) la Corte Constitucional realizó un resumen completo de la jurisprudencia constitucional acerca de la relevancia, alcance y aplicación en nuestro ordenamiento jurídico del mencionado principio. Se concluyó en aquella oportunidad que:

"(i) El Estado Colombiano manifestó su interés por aplicar el principio de precaución al suscribir la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo; (i) el principio hace parte del ordenamiento positivo, con rango legal, a partir de la expedición de la Ley 99 de 1993; (iii) esta decisión del legislativo no se opone a la constitución; por el contrario,



es consistente con el principio de libre autodeterminación de los pueblos, y con los deberes del Estado relativos a la protección del medio ambiente; (iv) el Estado ha suscrito otros instrumentos internacionales, relativos al control de sustancias químicas en los que se incluye el principio de precaución como una obligación que debe ser cumplida de conformidad con el principio de buena fe del derecho internacional; (v)... el principio de precaución se encuentra constitucionalizado pues se desprende de la internacionalización de las relaciones ecológicas (art. 266 CP) y de los deberes de protección y prevención contenidos en los artículos 78, 79 y 80 de la Carta."

Por su parte, la Constitución de la Comunidad Europea consagra, en el artículo 174 numeral 2º, la aplicación del referido principio de precaución, al establecer que "la política medioambiental de la Unión tendrá como objetivo un nivel elevado de protección, teniendo presente la diversidad de situaciones existentes en las distintas regiones de la Unión. Se basará en los principios de precaución y de acción preventiva, en el principio de corrección de los daños al medio ambiente, preferentemente en el origen, y en el principio de que quien contamina paga".

La información existente y los antecedentes internacionales, hacen necesario que en aplicación del principio de precaución, la reglamentación técnico ambiental que se expida para permitir la explotación de Hidrocarburos No Convencionales mediante fracking, tenga en cuenta estos eventuales riesgos y la posible contaminación de aguas subterráneas, afectación de fuentes hídricas, riesgo para centros urbanos en el área de influencia, la salubridad pública y el riesgo geológico.

La Contraloría General de la República, no solo está en la obligación legal de pronunciarse en forma posterior y selectiva sobre la gestión y resultados de manejo de los recursos y bienes públicos; sino además, de advertir con criterio técnico preventivo o proactivo a los gestores públicos del posible riesgo que se pueda presentar por conductas que afecten la integridad del patrimonio público, el medio ambiente, la salubridad pública y el fin social que su destino demanda, como considera puede darse en casos como el que fue conocido por el ente superior de fiscalización, según el cual se ha concedido la primera licencia ambiental para un proyecto de explotación de hidrocarburos no convencionales en las Veredas Dominguito y Patiño del municipio de Buenavista en el Departamento de Boyacá.

IV. ADVERTENCIA

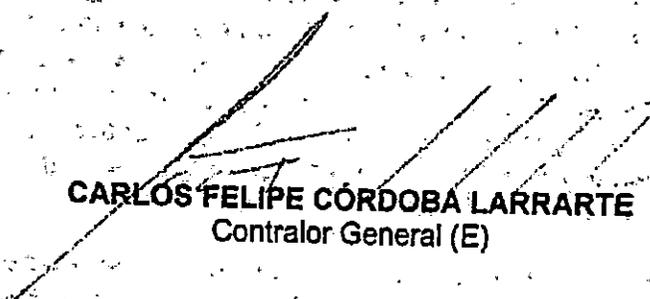
Por los hechos anteriormente descritos, la Contraloría General de la República en ejercicio de la función de advertencia, previene sobre los riesgos ambientales que se pueden generar en el licenciamiento para la explotación de hidrocarburos no convencionales y conmina a las autoridades y entidades implicadas en el asunto para que adopten las medidas necesarias y suficientes con el fin de que la explotación por empresas nacionales e internacionales de nuestros recursos naturales no renovables se haga de manera sostenible.



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA | DESPACHO CONTRALOR

La presente Función de Advertencia se ejerce sin perjuicio del control posterior de la Contraloría General de la República, en procura de la protección del patrimonio público y de los recursos naturales renovables; y no implica una consecuencia adicional a la de poner en conocimiento a las entidades competentes en la materia, sobre los posibles riesgos en materia de afectación al patrimonio natural del país y al bienestar de los ciudadanos, de no atenderse los preceptos constitucionales y legales manifestados en la presente advertencia.

Cordialmente;


CARLOS FELIPE CÓRDOBA LARRARTE
Contralor General (E)

Revisó: Jorge Enrique Cruz Feliciano, Contralor Delegado para el Medio Ambiente
Proyectó: CDU / BGA / JFM



ANEXO 1

Clases de Hidrocarburos no Convencionales.

Los más comunes corresponden entre otros a:

- "Arenas bituminosas. Las arenas bituminosas o arenas de alquitrán o arenas aceiteras o arenas petrolíferas o petróleo crudo extra pesado, son mezclas de arena o arcillas con agua y betún. Sus yacimientos son generalmente superficiales.
- Depolimerización térmica. Es un proceso similar al que, en la naturaleza, transformó los residuos orgánicos en petróleo en un lapso de muchos millones de años. Permite usar como fuente una gama muy variada de productos orgánicos, incluyendo desechos de la destilación convencional de hidrocarburos.
- Arenas gasíferas (en inglés, *tight sands*). Arenas impregnadas de gas natural de petróleo.
- Hidratos de metano. Se han detectado grandes cantidades de este compuesto, también llamado *clatrato de metano*, en fondos oceánicos de gran profundidad y baja temperatura. Es una fuente de metano casi puro.
- Licuefacción de carbón. Hay varios métodos para obtener hidrocarburos líquidos a partir del carbón, siendo los principales los procesos Karrick, Bergius y Fischer-Tropsch.
- Lutitas bituminosas. Estas formaciones, que en inglés se denominan *oil shales*); son también denominadas *esquistos bituminosos* o *pizarras bituminosas*. Las lutitas, que incluyen a las pizarras y a los esquistos, son rocas sedimentarias constituidas por partículas de composición variada y del tamaño de las que se encuentran en arcillas y limos. El petróleo obtenido de estas rocas impregnadas de betún se denomina *petróleo de lutitas* o *petróleo de esquistos* o *petróleo de pizarras* (en inglés, *shale oil*), siendo el primer término el más correcto. Nótese que hay muchos tipos de lutitas, por lo que es recomendable el uso del plural.
- Lutitas gasíferas (en inglés, *tight sandstones*). Lutitas impregnadas de gas natural de petróleo. Véase el artículo gas de lutitas.
- Vetas de carbón impregnadas de metano (en inglés, *coalbed methane*). Son mucho más ricas en gas que las arenas y lutitas gasíferas. Son de explotación generalizada en Canadá, EEUU y Australia (donde al gas extraído se lo denomina *coal seam gas* o CSG).



ANEXO 2.

Se transcribe la tabla del estudio del químico toxicólogo André Picot, que evidencia las sustancias tóxicas detectadas en las soluciones empleadas para hacer la fracturación.

Dans les eaux usées rejetées lors de la fracturation apparaissent de nombreux sels hydrosolubles, entraînés lors de la lixiviation des différentes couches géologiques traversées lors de la remontée des fluides. Beaucoup de ces éléments sont toxiques pour l'Homme, dont certains très toxiques (As, Ba, Cd, Pb, ...). Les espèces chimiques détectées pour ces différents éléments sont regroupées dans le tableau 10.

ELEMENTS CHIMIQUES	ESPECES CHIMIQUES DETECTEES
Antimoine	Sb3+, Sb5+
Arsenic	As3-, As3+, As5+
Baryum	Ba2+
Béryllium	Be2+
Cadmium	Cd2+
Chrome	Cr3+, Cr6+
Cobalt	Co2+, Co3+
Cuivre	Cu+, Cu2+
Nickel	Ni2+
Plomb	Pb2+, Pb4+
Thallium	Tl+, Tl3+
Thorium	Th4+
Uranium	U4+, U6+
Vanadium	V5+
Yttrium	Y2+

Tableau 10 : ELEMENTS CHIMIQUES D'ORIGINE NATURELLE ET LEURS ESPECES DETECTEES DANS LES EAUX DE SORTIE DE FRACTURATION (rapport EPA / 600 / D - 11 Février 2011, page 98)



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

87111-

Contraloría General de la República :: SGD 01-11-2016 11:39:
Al Contestar Cite Este No.: 2016EE0139490 Fol:0 Anex:0 PA:0
ORIGEN 87111-CONTRALORIA DELEGADA PARA EL SECTOR MEDIO AMBIENTE / CAROLINA
MONTES CORTES
DESTINO JULIA ADRIANA FIGUEROA CORTES
ASUNTO RESPUESTA
OBS RESPUESTA DE FONDO

2016EE0139490



Bogotá D. C.

Señores:

JULIA ADRIANA FIGUEROA CORTES
DORIS STELLA GUTIERREZ CASTELLANOS
OSCAR VANEGAS ANGARITA
Corporación Colectivo de Abogados Luis Carlos Pérez
Calle 10 No. 23-14 Barrio Universidad
Bucaramanga, Santander.

Referencia: Respuesta al Radicado 2016ER0091803 del 9 de septiembre de 2016
Código SIPAR 2016-105443-82111-D

Respetados señores.

De acuerdo con lo dispuesto en el procedimiento ECP-01-PR-001 Versión 1.0¹ del Sistema Integrado de Gestión y Control de Calidad (SIGCC) de la Contraloría General de la República, me permito emitir respuesta de fondo al radicado de la referencia en lo relacionado con la competencia de la Contraloría Delegada para el Medio Ambiente en los siguientes términos:

1. Hechos del derecho de petición

Manifiesta presuntas irregularidades presentadas en el marco del desarrollo del "Contrato Adicional de Exploración y Producción, E&P Yacimientos No convencionales de Hidrocarburos" suscrito el 02 de Diciembre de 2015, entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH y las empresas CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD SUCURSAL COLOMBIA Y CNE OIL. Ante lo anterior, expone los siguientes hechos:

- No hubo una separación y cesación de los efectos jurídicos de los derechos otorgados en la licencia ambiental 857 de 2014, cuando se renuncia a las actividades convencionales.
- La empresa pretende adelantar obras en el pozo Picoplata #1 sin que aplique el amparo de la Licencia anterior o nueva licencia que respalde, como tampoco PMA.
- Las exploraciones que se pretenden en el pozo Picoplata #1 son improcedentes de realizar bajo la aprobación de una licencia ambiental para yacimientos convencionales, debido a las características presentadas en la formación la luna de lutitas o yacimientos no convencionales.
- La ANLA concede la modificación y la cesión de la Resolución 857 de 2014, aun cuando debía

¹ Procedimiento para la atención, trámite y seguimiento a los derechos de petición en la Contraloría General de la República.

[Handwritten signature]
47



entrarse a un proceso de revisión y delimitación de los efectos jurídicos de esta licencia tras la renuncia al contrato a la exploración y producción de yacimientos convencionales que había sido aprobado inicialmente.

Y en relación con lo anterior, en su comunicación solicita:

[...] se inicien las investigaciones a las que hubiere lugar para la determinación de las responsabilidades disciplinarias y fiscales sobre los funcionarios de la ANH y de la ANLA que por acción u omisión hayan dado lugar a conductas constitutivas de faltas disciplinarias y responsabilidades de detrimento Fiscal;

2. Actuaciones realizadas

De acuerdo con el procedimiento ECP-01-PR-001 Versión 1.0, la solicitud fue trasladada por competencia a la Contraloría Delegada para el Medio Ambiente (CDMA) y a la Contraloría Delegada para el sector minas y energía para dar el trámite respectivo.

Para los efectos en esta Delegada, se designó a un Profesional de la Dirección de Vigilancia Fiscal quien para el momento venía desarrollando la atención de fondo a una denuncia ciudadana recibida en la CGR² relacionada con el licenciamiento ambiental -Fracking del bloque VMM-3 otorgado por la ANLA, así como la actuación de la Autoridad Ambiental frente a los tramites adelantados por la empresa CONOCOPHILLIPS en dicho bloque.

3. Resultados y conclusiones

Como resultado de las actuaciones adelantadas por la CDMA en los ítems de su competencia, la CGR determinó, en relación con lo manifestado en su denuncia, un hallazgo con presunta connotación disciplinaria relacionado con el licenciamiento ambiental del bloque VMM-3 a cargo de la empresa CONOCOPHILLIPS otorgado mediante la resolución 0857 de 2014. Sobre dicho hallazgo, la CGR concluye:

De acuerdo con lo anterior, la CGR observa que La ANLA no tuvo en cuenta lo dispuesto en el numeral 9 del artículo 2.2.2.3.7.1 del Decreto 1076 de 2015 para el caso del bloque VMM-3, al permitir que la firma Conocophillips iniciara, amparada en la Resolución 0857 de 2014, el trámite de un plan de manejo ambiental para realizar actividades sobre el pozo Picoplata #1, aun cuando tenía conocimiento desde abril de 2016 de los trabajos que adelantaba la firma Conocophillips para elaborar un estudio de impacto ambiental para el yacimiento NO CONVENCIONAL.

Es decir, desde Abril de 2016, la ANLA tenía confirmación por parte de la firma Conocophillips sobre la realización de trabajos de exploración tanto en el yacimiento CONVENCIONAL como en el yacimiento NO CONVENCIONAL para el bloque VMM-3 y no actuó diligentemente para exigir a la empresa los trámites que se desprenden de la aplicación del numeral 9 del artículo 2.2.2.3.7.1 del Decreto 1076 de 2015, con el fin de tramitar la solicitud de modificación de la licencia ambiental.

De igual manera, la ANLA no actuó diligentemente con el propósito de dejar sin efecto jurídico la Resolución 0857 de 2014 teniendo en cuenta que la firma del contrato adicional E&P firmado el 03 de Diciembre de 2015 incluye actividades de exploración en el yacimiento NO CONVENCIONAL, sobre el mismo bloque VMM-3.

² Rádicado: 2016ER0045764 del 05 de mayo de 2016, Código Único Nacional SIPAR 2016-98864-82111-D.



En este sentido, la CGR considera que, aunque la ANLA exigió el cumplimiento del artículo vigésimo sexto de la Resolución 0857 expedida para el yacimiento convencional del bloque VMM-3, el plan de manejo³ presentado por la firma Conocophillips se refiere a las actividades del pozo Picoplata #1, pozo que solamente hace parte del contrato E&P no convencional, tal como se observa en el anexo YNC C, y que define la actividad del pozo para fracturamiento hidráulico "DFIT: SE REFIERE A PRUEBA DE INYECCION PARA DIAGNOSTICO DE LA FRACTURA".

En consecuencia, la ANLA no atendió cabalmente con su objeto al permitir que la empresa Conocophillips continuara con un trámite que legalmente no es posible, buscando la aprobación de un Plan de Manejo ambiental para iniciar labores en el pozo Picoplata#1 con actividades de yacimiento no convencional por fracturamiento hidráulico, potenciando el riesgo de afectación sobre los recursos naturales y el medio ambiente de la región donde se ubica el bloque VMM-3 y específicamente, en el área de influencia del pozo Picoplata #1 por los impactos ambientales negativos que la actividad de fracturamiento hidráulico puede generar y que no se encuentran contemplados en un Estudio de Impacto Ambiental que comprenda la ejecución de los dos proyectos, el Convencional y el no Convencional.

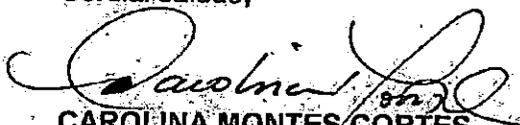
La CGR realizó el traslado del hallazgo a la Procuraduría General de la Nación para lo de su competencia.

De acuerdo con la Guía de auditoría de la CGR y la Resolución Orgánica 7350 de 2013, la ANLA debe definir las acciones correctivas y preventivas que considere a fin de subsanar, corregir y prevenir las causas administrativas que dieron origen a los hallazgos identificados por la CGR, establecer el periodo en el que ejecutará aquellas acciones e incluir la información respectiva en el Plan de mejoramiento a través del Sistema de Rendición de Cuentas e Informes (SIRECI), en un término de quince (15) días al recibo del informe. La efectividad de dichas acciones será objeto de seguimiento y evaluación por parte de la CGR en la próxima auditoría.

Adjunto a esta comunicación se anexa copia de la respuesta de fondo a la denuncia 2016-98864-82111-D, así como el traslado del hallazgo a la Procuraduría General de la Nación.

La Contraloría Delegada para el Medio Ambiente valora la colaboración de la ciudadanía en la defensa del Control Fiscal, como pilar fundamental en la lucha contra la corrupción, por ello siempre está atenta a investigar y dar respuesta a las comunicaciones y denuncias presentadas ante este Organismo de Control.

Cordial saludo,


CAROLINA MONTES CORTES
Contralora Delegada para el Medio Ambiente

Aprobó: María Fernanda Rojas Castellanos – Directora Vigilancia Fiscal - CDMA
Revisó: Henry A. Castellanos – Supervisor designado - CDMA
Proyectó: Edgar Rojas Jiménez – Profesional - CDMA

³ El Plan de manejo se encuentra en proceso de aprobación por parte de ANLA.



2.

Bogotá, D.C., 2017-12-04 17:15

Doctor

ÁLVARO EFRAÍN DIAZGRANADOS DE PABLO

De Infraestructura Abogados DIA

Correo electrónico: alvaroedd@hotmail.com

Calle 28 No. 13 A – 24 Edificio Museo del Parque, Torre Empresarial, Oficina 416
Ciudad

Asunto: Respuesta a la comunicación con radicaciones en la ANLA 2017096278-1-000, 2017096402-1-000 del 9 de noviembre de 2017, 2017097697-1-000 del 14 de noviembre de 2017 y 2017101816-1-000 del 23 de noviembre de 2017. Solicitud relacionada con la técnica de estimulación hidráulica – fracking. Expediente LAV0001-13. 15DPE2347-00-2017

Respetado doctor Diazgranados De Pablo:

Esta Autoridad Nacional recibió el derecho de petición radicado por usted mediante oficio 2017096278-1-000 del 9 de noviembre de 2017, a través del cual se presentan unas inquietudes en relación a la técnica de estimulación hidráulica – fracking.

Posteriormente, y en la misma fecha la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH, a través del radicado 2017096402-1-000, dio traslado por competencia de su petición para atender los numerales 5 y 6.

Finalmente, con radicado ANLA 2017097697-1-000 del 14 de noviembre de 2017, la ANH por considerarlo un asunto de nuestra competencia, trasladó su petición, para dar respuesta a los numerales, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23 y 28.

Así mismo, se recibió del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, comunicación 1-E2-2017-035609 del 20 de noviembre de 2017, con radicación ANLA 2017101816-1-000 del 23 de noviembre de 2017, traslado de su petición.

Así las cosas, dentro nuestras competencias, damos respuesta a las peticiones señaladas, de la siguiente manera:

"1. ¿A la fecha de la presente petición, esta entidad ha otorgado licencia, autorización o celebrado algún tipo de contrato para la extracción de



5.º
10.º
hidrocarburos no convencionales mediante la técnica de fracturación hidráulica, también conocida como Fracking? En el caso que la respuesta sea afirmativa, ¿en qué etapa se encuentran estas licencias o contratos?

2. ¿Podría indicar las fechas, las compañías beneficiadas y regiones en las que fueron y/o serán otorgadas dichas licencias?"

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA a la fecha, no ha otorgado licencia ambiental para el desarrollo de actividades exploratorias en yacimientos no convencionales mediante la técnica de estimulación hidráulica.

"5. En el año 2015 la Shell, cedió su bloque de explotación de yacimientos convencionales a la petrolera ConocoPhillips, la cual contó con la habilitación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para proyectos no convencionales y que a su vez fue aceptada por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales; en tal sentido, ¿se llevó a cabo la debida modificación de la licencia ambiental de conformidad al artículo 2.2.2.3.7.1, numeral 9 del Decreto 1076 de 2015?"

Inicialmente es pertinente informar que una vez consultado el Sistema de información de Licencias Ambientales- SILA, se observa que el proyecto al cual se hace referencia en su pregunta se denomina: "Área de Perforación Exploratoria VMM-3", localizado en los municipios de Aguachica, San Martín y Rionegro en el departamento del Cesar, y cuenta con licencia ambiental otorgada mediante Resolución 857 del 30 de julio de 2014, cuyo seguimiento y control ambiental se lleva bajo el expediente LAV0001-13.

Mencionado lo anterior es pertinente aclarar que el citado proyecto contempla actividades **exclusivamente** para la exploración de hidrocarburos en yacimientos convencionales y la licencia ambiental solo ha sido modificada en dos ocasiones, a través de los siguientes actos administrativos:

- Resolución 123 del 8 de febrero de 2016: Modificó el artículo segundo de la Resolución 857 del 30 de julio de 2014, por la cual se otorgó Licencia Ambiental a la empresa SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION GMBH (SEPC) SUCURSAL COLOMBIA, para el proyecto "Área de Perforación Exploratoria - APE VMM3", en el sentido de **adicionar la autorización de unas actividades en zonas inundables, dando cumplimiento a la Zonificación de Manejo Ambiental.**
- Resolución 1514 del 7 de diciembre de 2016, vía seguimiento ambiental se modificó el literal a) del artículo vigésimo sexto de la Resolución 857 del 30 de julio de 2014, el cual quedó así:



"La empresa deberá dar cumplimiento a lo establecido en el Capítulo 11 "Departamento de Gestión Ambiental de las empresas a nivel industrial" del Decreto 1076 de 2015 "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible", para el proyecto "Área de Perforación Exploratoria - APE VMM3", localizado en los municipios de Aguachica y San Martín, en el Departamento de Cesar y Rionegro en el Departamento de Santander. (...)"

Ahora bien, tal como usted lo menciona fue mediante Resolución 227 del 7 de marzo de 2016, que se autorizó la cesión total de los derechos y obligaciones originados y derivados de la Licencia Ambiental otorgada a la empresa SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION GMBH (SEPC) SUCURSAL COLOMBIA, a favor de la empresa CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD SUCURSAL COLOMBIA.

Con ocasión de la citada cesión en el acápite de consideraciones jurídicas de la Resolución 227 del 7 de marzo de 2016, se señaló que las empresas SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION GMBH (SEPC) SUCURSAL COLOMBIA, en calidad de cedente y la empresa CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD SUCURSAL COLOMBIA, en calidad de cesionaria, aportaron el "Contrato Adicional de Exploración y Producción, E&P Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos", suscrito el 02 de diciembre de 2015, con la Agencia Nacional de Hidrocarburos — ANH, en el que se estableció lo siguiente:

"(...)

5. Que mediante comunicación No. 20156240140012 del 05 de junio de 2015, SHELL, ConocoPhillips y CNEOG solicitaron la aprobación de la cesión de la totalidad de los intereses de SHELL a ConocoPhillips y CNEOG, y anunciaban la renuncia a la ejecución de las actividades relacionadas a la fase 2 del período de Exploración del Contrato Inicial, de conformidad a los términos y condiciones del mismo; En dicho acto, las partes de El Contratista del Contrato Adicional, como únicos integrantes del "Proponente Plural" y sin la participación expresamente de SHELL, presentaron una solicitud para la celebración de Contrato Adicional para desarrollar Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos en el Área asignada al Contrato Inicial, al tiempo que formuló propuesta con el Programa Exploratorio por acometer y el Plan de Inversiones mínimo requerido para ejecutar la actividades que lo integran.

6. Que, mediante comunicación No. 20153110206001 del 24 de septiembre de 2015, la ANH expresa que es viable la celebración del Contrato Adicional, con la presentación del nuevo Contratista, sin que medie necesariamente un proceso formal de cesión de intereses, derechos y obligaciones previo, de conformidad con lo establecido en el artículo 41 del Acuerdo 03 de 2014. Asimismo, la ANH propone que la renuncia a explorar y/o producir hidrocarburos provenientes de Yacimientos Convencionales sea asimilada a una terminación parcial.

7. Que, examinados solicitud y anexos, El Contratista acreditó los requisitos de Capacidad Económico Financiera, Técnica y Operacional, Jurídica, Medioambiental, y en materia de





Responsabilidad Social Empresarial, con arreglo al Acuerdo No. 3 de marzo 26 de 2014 y a los Términos Particulares que lo desarrollan, como consta en el Informe de Evaluación correspondiente y en sus soportes, que obran en el expediente de la Actuación Contractual, y que en virtud de dicha propuesta, ConocoPhillips tiene el ochenta por ciento (80%) de los derechos, intereses y obligaciones bajo el Contrato Adicional, así como la calidad de Operador. CNEOG tiene el veinte por ciento (20%) restante de los derechos, intereses y obligaciones bajo el Contrato Adicional.

(...)"

En virtud de lo anterior, es importante señalar que la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, en el "Contrato Adicional de Exploración y Producción, E&P Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos", manifestó que para el caso del contrato inicial correspondiente al Bloque VMM3, no se requería que mediara necesariamente un proceso formal de cesión de intereses, derechos y obligaciones previo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 41 del Acuerdo 03 de 2014.

Así las cosas, si bien la empresa CONOCOPHILLIPS cuenta con el "Contrato Adicional de Exploración y Producción, E&P Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos" ante la ANH, se hace claridad en cuanto a que a la fecha la citada empresa no ha iniciado trámite de modificación de licencia ambiental para realizar actividades de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales del proyecto en mención.

"6. ¿En el caso de ser negativa la respuesta anterior, ¿la Agencia Nacional de Licencias Ambientales ya definió las acciones correctivas y preventivas a fin de subsanar; corregir, prevenir las causas administrativas halladas por la Contraloría General de la República según consta en escrito No. 2016EE0139490 del primero (1°) de noviembre de 2016?"

Revisada la comunicación de validación de hallazgos, hecha por la Contraloría General de la República, mediante el radicado 2016EE0139311 del 1 de noviembre de 2016, para el caso en concreto se dejó como observación lo siguiente:

"La ANLA desentendió su objetivo según el artículo 2 del decreto 3573 de 2011, al no exigir al titular del bloque VMM-3 adelantar los trámites correspondientes en atención a lo dispuesto en el numeral 9 del artículo 2.2.2.3.7.1. del decreto 1076 de 2015 para la licencia ambiental 857 de 2014 cuando esa empresa le confirmó por medio de comunicados la ejecución de labores en los dos yacimientos."

ACCIONES DE MEJORA POR PARTE DE LA ANLA:

Esta Autoridad consideró tener como acciones de mejora las siguientes:



1. Solicitud de pronunciamiento a la ANH, en el sentido de informar el alcance del contrato o concesión otorgada al solicitante.
2. Pronunciamiento por parte de ANLA al beneficiario de la licencia ambiental informando que no podría hacer actividades en YNC sin la correspondiente autorización.
3. Adoptar las medidas o actuaciones pertinentes conforme a las respuestas obtenidas de acuerdo a la actividad 1 y 2.

ACTIVIDADES EJECUTADAS POR ESTA AUTORIDAD:

Señalado lo anterior, esta Autoridad ejecutó las siguientes actividades:

1. Mediante radicado 2016072653-2-000 del 3 de noviembre de 2016, esta Autoridad ofició a la ANH, para que informara si con la suscripción del contrato adicional realizado con la firma CONOCOPHILLIPS en el bloque VMM-3, en esa área solo pueden realizar actividades en yacimientos no convencionales
2. Mediante oficio con radicado 2016081711-2-000 del 7 de diciembre de 2016, la ANLA le reiteró a la empresa CONOCOPHILLIPS VENTURES LTD., que no puede desarrollar ninguna actividad en yacimientos no convencionales, acorde a lo señalado en el artículo 14 de la Resolución 857 del 30 de julio de 2014. En el caso de requerir adelantar actividades adicionales se deberá adelantar el trámite correspondiente ante esta Autoridad.
3. Conforme lo establecido en el Decreto 1076 de 2015 en relación con el seguimiento y control ambiental realizó visita de control y seguimiento ambiental al proyecto del 15 al 18 de enero de 2017, con el propósito de verificar el estado de cumplimiento de las términos, condiciones y obligaciones establecidas en la Licencia Ambiental, emitiéndose el Concepto Técnico 04197 del 31 de agosto de 2017, acogido mediante Auto 4514 del 6 de octubre de 2017.

"7. ¿Existe a la fecha alguna normatividad relacionada con las fases de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales?"

Es preciso indicar que la exploración de hidrocarburos mediante la técnica de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales, es una actividad reglamentada y cuenta con normativa específica, como es:

1. Resolución 421 del 20 de marzo de 2014, emitida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, mediante la cual se adoptan los términos de referencia



- para elaboración de Estudios de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y en la cual se incluye el anexo 3 adicional para los yacimientos no convencionales.
2. Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013 "Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales", emitido por el Ministerio de Minas y Energía.
 3. Resolución 90341 del 27 de marzo de 2014, "Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales", emitido por el Ministerio de Minas y Energía; cabe precisar que es a través de estas normas que se definen parámetros para el desarrollo de la actividad, los cuales garantizan la sostenibilidad de los recursos naturales y minimizar, corregir o compensar los impactos al medio ambiente y a la población.

"9. ¿Es posible potabilizar el agua que se emplea en la extracción de hidrocarburos no convencionales?"

Es importante aclarar por parte de esta Autoridad, que los términos de referencia para elaboración de Estudios de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y en la cual se incluye el anexo 3 para yacimientos no convencionales, el solicitante debe incluir en el Estudio de Impacto Ambiental de acuerdo al numeral 4.2, "plantas de tratamiento de fluidos de retorno o de agua producida", los tratamientos y pretratamientos, que serán empleados para cumplir con los requerimientos de calidad de agua para la disposición seleccionada del fluido de retorno y/o agua producida.

Así las cosas y basándose en información consultada sobre tratamiento de aguas de retorno y de producción en los yacimientos no convencionales¹, se determina que existen tratamientos fisicoquímicos, de filtración (tales como osmosis inversa, nanofiltración) y de evaporación – condensación, con los cuales, posiblemente se puede alcanzar calidad de agua para consumo humano o potable (esto sin tener en cuenta los costos de tratamiento de agua).

¹ Environmental science and Technology, artículo "Organic Pollutants in Shale Gas Flowback and Produced Waters: Identification, Potential Ecological Impact, and Implications for Treatment Strategies" Andrii Butkovskiy, Harry Bruning, Stefan A.E. Kools, ‡ Huub H.M. Rijnaarts, and Annemarie P. Van Wezel
Department of Environmental Technology, Wageningen University, P.O. Box 17, 6700 AA Wageningen, The Netherlands
KWR Watercycle Research Institute, P.O. Box 1072, 3430 BB Nieuwegein, The Netherlands
Copernicus Institute of Sustainable Development, Utrecht University, P.O. Box 80.115, 3508 TC Utrecht, The Netherlands), y artículo El agua en la explotación de yacimientos no convencionales por el ING Juan Carlos Trombetta, Petrotecnia, agosto 2012)



"10. ¿Qué porcentaje de agua se logra reciclar y potabilizar al finalizar el proceso de extracción?"

Esta Autoridad informa que, en la actualidad en Colombia, no se tiene información técnica primaria al respecto de la cantidad de agua que se puede recuperar en superficie en la exploración de yacimientos no convencionales. No obstante según literatura consultada² y a las experiencias de países donde se ha ejecutado la técnica de estimulación se tiene que se puede recuperar hasta el 70 % del agua utilizada en la técnica de estimulación hidráulica, la cual puede ser acondicionada para posteriores etapas de la misma actividad, no obstante lo anterior se debe aclarar que el agua de retorno no es potable y que el porcentaje que posiblemente se puede potabilizar, dependerá estrictamente de la tecnología de tratamientos que se implementen para tal fin.

"11. ¿Qué medidas de contingencia implementan para prever que dichas aguas residuales desemboquen en aguas potables de consumo masivo?"

Al respecto es preciso informar que de conformidad con la normativa vigente, el interesado en obtener licencia ambiental debe presentar previamente para evaluación por parte de esta Autoridad Ambiental el estudio de impacto ambiental, el cual se configura como el instrumento básico para la toma de decisiones, este estudio debe contener el conjunto detallado de medidas y actividades orientadas a prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos y efectos ambientales debidamente identificados, que se causen por el desarrollo de un proyecto, obra o actividad. Incluye los planes de seguimiento, monitoreo, contingencia, y abandono según la naturaleza del proyecto, obra o actividad.

Así mismo, si el proyecto contempla el vertimiento de aguas residuales, se debe presentar un plan de gestión del riesgo del vertimiento (Resolución 1514 de 2012), y un plan de contingencia (Decreto 321 de 1999), donde se realice un análisis de los riesgos que puedan generar.

En consecuencia las medidas a adoptar se evalúan y establecen luego de realizar el proceso de evaluación y análisis de cada caso particular, no obstante desde los términos de referencia adoptados para la actividad se contemplan medias generales las cuales se encuentran descritas en la página 93 del anexo 3 de los términos adoptados mediante Resolución 421 el 20 de marzo de 2014, entre las cuales está la prohibición de mezclar o almacenar componentes del fluido de estimulación hidráulica

² ibidem



en piscinas al aire libre, únicamente en tanques cerrados con tapa y ventilación de seguridad, etc.

"12. ¿Cuál es el tratamiento que reciben los desechos tóxico y radioactivos generados de esta práctica?"

Referente a la gestión de residuos radioactivos, bien sean materiales radiactivos de origen natural (NORM) o aquellos que se generen en las pruebas de tuberías y que superen los niveles de despena, se deberá aplicar lo establecido en la Resolución 180005 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se adopta el reglamento para la gestión de los desechos radiactivos en Colombia.

"15. ¿Cuáles son los químicos indispensables para el empleo de la técnica del Fracking?"

Al respecto es preciso informar que de conformidad con la normativa vigente, el interesado en obtener licencia ambiental debe presentar previamente para evaluación por parte de esta Autoridad Ambiental el estudio de impacto ambiental, el cual se configura como el instrumento básico para la toma de decisiones y debe elaborarse conforme los términos de referencia en los cuales se solicita al interesado en el proyecto la siguiente información:

Los componentes químicos que serán potencialmente utilizados en los fluidos de estimulación hidráulica. Esto incluye:

1. Los productos de aditivos químicos en el fluido, incluyendo el nombre bajo el cual el producto ha sido mercadeado o vendido, el proveedor y una descripción del propósito del aditivo (por ejemplo biocida, triturador, inhibidor de corrosión).
2. El nombre común y el número de registro del CAS19 para cada componente químico potencialmente utilizado en el fluido.
3. La concentración estimada de cada aditivo químico, expresado como un porcentaje de masa del volumen total del fluido.
4. Si la identidad de un aditivo químico tiene derecho a la protección de secreto comercial conforme a lo establecido por la ley, el solicitante deberá incluir en el EIA una indicación de que la protección del secreto comercial se ha aplicado y en su lugar informará el nombre de la familia química relevante.

En consecuencia, los componentes químicos a utilizar en la técnica de estimulación hidráulica son definidos por el interesado en ejecutar el proyecto de acuerdo a las características propias del yacimiento a explorar.

No obstante es importante aclarar que los fluidos utilizados para estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales están constituidos en general por un 98



a 99 % de agua, con una adición de propante (arena) de entre el 1 al 1.9 % y el resto aditivos químicos (un 0,5 % aproximadamente), que varían de acuerdo al yacimiento pero en general son: poliacrilamidas (reductor de fricción), Glutaraldehído, Didecildimetil cloruro de amonio, Alquildimetil-benzil, cloruro de amonio, Etanol (bactericidas), etilenglicol, ácido clorhídrico, isopropanol, cloruro de sodio o Cloruro de tetra-metil-amonio.

“16. ¿Qué estudios existen para conocer si los compuestos químicos utilizados en la práctica de Fracking representan algún riesgo al ser inyectados en el subsuelo?”

Esta Autoridad informa que a nivel mundial existen diversos estudios³ de los compuestos químicos que componen los fluidos que se emplean para la técnica de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales y reportan el riesgo para la salud humana y el medio ambiente, específicamente cuando son sometidos a las condiciones de alta presión.

En el caso colombiano es con la información presentada en el estudio de impacto ambiental que se analizan y evalúan los impactos que pueden generar los compuestos químicos utilizado en la estimulación hidráulica, esto de conformidad con la información consignada en el citado estudio. El cual como se mencionó anteriormente debe ser presentado de acuerdo a los términos de referencia adoptados para este tipo de proyectos, entre otra la información relevante que se debe presentar es:

1. Composición planeada (más específica) del fluido de estimulación hidráulica incluyendo los aditivos químicos y propante (s) a utilizar.
2. Número de etapas planeadas de estimulación hidráulica.
3. Caracterización de la geología del subsuelo.
4. Identificación de pozos activos y/o abandonados, utilizando información existente y validación en campo.
5. Identificación de pozos de agua subterránea y profundidades de los mismos.
6. Análisis detallado de riesgo de contaminación de acuíferos para cada pozo o
7. arreglo de pozos
8. Información sobre riesgo para la salud información de ecotoxicológica, e información sobre la biodegradabilidad.

“17. ¿El hecho de que los químicos inyectados permanezcan en el subsuelo, no implica que éste y sus componentes naturales se vean afectados de manera irreversible?”

³ ibidem



Existen en la actualidad algunos reportes de algunos países donde se ejecuta la actividad de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales, donde se habla de contenidos bajos de productos químicos en los fluidos de estimulación, también que dichos productos retornan en su mayoría a superficie quedando concentraciones bajas en el suelo, subsuelo y aguas subterráneas, mezclados con aguas subterráneas que presentan concentraciones altas en sólidos disueltos, de difícil potabilización en la actualidad.

En Colombia, los términos de referencia para la presentación del estudio de impacto ambiental establece que cada solicitante de licencia ambiental, realice una evaluación ambiental, en el escenario con proyecto y realice un análisis de aquellos impactos de carácter reversible e irreversible que se presentan en los recursos naturales, ya sea en suelo, subsuelo, agua subterránea; generados por la ejecución de las actividades del proyecto incluyendo la estimulación hidráulica en los yacimientos no convencionales, y así se presenten medidas de manejo a dichos impactos, y programas de monitoreo y seguimiento.

“18. ¿Se llevan a cabo actividades de supervisión con relación a los productos químicos que son inyectados mediante el Fracking? En caso de ser afirmativa la respuesta, indique ¿cuál es la entidad competente para efectuar dicha labor de vigilancia?”

La mayoría de los productos químicos empleados en los fluidos de estimulación hidráulica son materias primas en la industria de detergentes, jabones, cosméticos, tratamiento de aguas, alimentos, etc., es competencia de esta Autoridad Nacional, contar con pleno conocimiento de los productos químicos a emplear y los impactos que estos generan al medio ambiente en la ejecución de la técnica de estimulación hidráulica de yacimientos no convencionales.

Respecto a la supervisión de los mismos, esta actividad no es competencia de ANLA.

“20. ¿Cuentan con los estudios pertinentes que indiquen si en las zonas donde se llevaría a cabo Fracking no hay reservas de agua?”

Previo a la solicitud de licencia ambiental el interesado en el Proyecto deberá realizar un inventario del 100% de los acuíferos superficiales y subterráneos, cantidad y calidad de agua, georreferenciación y profundidad dentro de otros, también se debe realizar inventario total de uso, usuarios actuales y potenciales, conflictos por uso de agua en el área estudio, donde se va a ejecutar la técnica de estimulación hidráulica en yacimientos no convenciones.



Cabe de aclarar que de acuerdo a las funciones otorgadas a esta entidad mediante Decreto 3573 de 2011, no está la de realizar estudios sobre reservas de agua.

"21. ¿En caso de que se presente un hecho perjudicial en la ejecución del Fracking, las compañías responsables suspenden dicha práctica o sus actividades siguen su curso habitual?"

El beneficiario de una Licencia Ambiental, durante el tiempo de ejecución de las obras u operación del proyecto, cuando se presenten efectos ambientales no previstos, deberá suspender los trabajos e informar de manera inmediata a esta Autoridad, para que determine y exija la adopción de las medidas correctivas que considere necesarias, sin perjuicio de las medidas que debe tomar el beneficiario de la misma para impedir la degradación del medio ambiente.

Esta Autoridad acorde a lo establecido en la Ley 1333 de 2009, cuando evidencia un incumplimiento a las obligaciones contenidas en la licencia ambiental y demás actos administrativos, que se configuren como infracción ambiental, se procede a comprobarlo y a establecer la necesidad de imponer medida (s) preventivas (s). Comprobada la necesidad de imponerlas lo hace mediante acto administrativo motivado.

"22. ¿Existe algún hecho o causa que limite el empleo del agua en el proceso de extracción?"

No existe ningún hecho en Colombia que limite el uso de agua en los procesos de extracción, en cuanto a los fluidos de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales, pero si se sugiere (no se limita) en la página 102 del anexo 3 de los términos de referencia para elaboración de Estudios de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, adoptados mediante resolución 421 del 20 de marzo de 2014, expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, numeral 7.1. "Uso de agua", algunas medidas tendientes a minimizar los impactos a otros usuarios por el uso de agua para la actividad de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales.

"23. En caso de que se compruebe el uso desbordante de agua, ¿qué tipo de sanción o compensación tienen prevista en contra de la compañía que ejecuta el Fracking?"

Esta Autoridad como titular de la potestad sancionatoria en materia ambiental, acorde a lo establecido en la Ley 1333 de 2009, con el fin de verificar los hechos u omisiones constitutivas de infracción a normas ambientales se adelantará de oficio o a petición



de parte proceso sancionatorio ambiental, guardando la rigurosidad establecida en la Constitución y las normas que lo regulan.

"28. En la actualidad, ¿Colombia cuenta con los laboratorios especializados acreditados por el IDEAM para la ejecución responsable del Fracking?"

Por tratarse de un tema de competencia del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales -IDEAM, se hará el correspondiente traslado.

Lo anterior, haciendo prevalecer el principio general contemplado en el Artículo 121 de la Constitución Política que a la letra dice: *"Ninguna autoridad del Estado podrá ejercer funciones distintas a las que le atribuye la constitución y la ley"*, se hace necesario acogerse a lo dispuesto en el artículo 21 de la Ley 1755 de 2015, con el fin de que las citadas entidades atiendan lo requerido por usted y remitan copia a esta Autoridad, en el término de quince (15) días hábiles, contados a partir del día siguiente a la recepción del presente.

Finalmente, manifestamos nuestra disposición para brindarles cualquier información relacionada con los temas puntuales de competencia de la ANLA a través del sitio web www.anla.gov.co (Inicio / Atención al usuario / Servicios de información al ciudadano), a través del chat institucional (<http://www.anla.gov.co:81/>) a través del correo electrónico licencias@anla.gov.co, o comunicándose con el Centro de Contacto Ciudadano a la línea telefónica directa 2540100, a línea gratuita nacional 018000112998 o acercándose al mismo, ubicado en la calle 37 No. 8 - 40 de Bogotá D.C., de lunes a viernes en horario de 8:00 a.m. a 4:00 p.m. jornada continua.

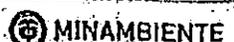
Cordialmente,

GUILLERMO ALBERTO ACEVEDO MANTILLA
Subdirector de Evaluación y Seguimiento

Medio de Envío: Físico

Ejecutores
MONICA ANDREA GUTIERREZ
PEDREROS
Profesional Técnico/Contratista

CESAR LEONARDO BAYONA
MOLANO
Profesional Biótico/Contratista





Subdirección de Evaluación y Seguimiento



Radicación: 2017106697-2-000

Fecha: 2017-12-04 17:15 - Proceso: 2017106697

Trámite: 69-15DPE - Derecho de Petición de Interés General

Ejecutores

ISABEL CRISTINA CORREDOR
HERNANDEZ
Profesional Técnico/Contratista

Revisores

NUBIA CONSUELO PINEDA
MONROY
Líder Jurídico

JHON COBOS TELLEZ

Coordinador Grupo de Respuesta a
Solicitudes Prioritarias

MARTHA LUCIA CÁCERES

CAMARGO
Líder de Gestión/Contratista

Fecha: noviembre de 2017

Archívese en: LAV0001-13 / 15DPE2347-00-2017
Pueda_Ciudad_SIA_v1_42900

Nota: Este es un documento electrónico generado desde los Sistemas de Información de la ANLA. El original reposa en los archivos digitales de la Entidad.





Al contestar cite Radicado 20175010289101 Id: 234120
 Folios: 22 Fecha: 2017-12-12 12:12:19
 Anexos: 0
 Remite: VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES
 Destinatario: DE INFRAESTRUCTURA ABOGADOS - ALVARO EFRAIN DIAZGRANADOS DE PABLO



RECEPCION

Bogotá D.C., 12 de diciembre de 2017

Museo Parque Central P.H. MZ 3

Fecha _____

Hora _____ am _____ pm _____

Recibido por _____

Se recibe a manera

de información

Doctor
ÁLVARO EFRAÍN DIAZGRANADOS DE PABLO
 De Infraestructura Abogados
 Calle 28 No. 13ª 24. Museo Parque Central. Torre Empresarial. Oficina 416
alvaroedd@hotmail.com
 Bogotá D. C.

Asunto: Respuesta Derecho de Petición Radicado ANH 20176410278662 ID. 225203.

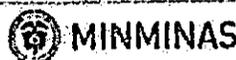
Cordial saludo Doctor Díaz Granados,

La Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH- recibió su solicitud mediante la cual plantea algunos interrogantes relacionados con la explotación de yacimientos no convencionales mediante el empleo de la técnica del fracking. A continuación nos permitimos dar respuesta a sus peticiones en lo que corresponde a la competencia de esta entidad:

1. ¿A la fecha de la presente petición, esta entidad ha otorgado alguna licencia, autorización o celebrado algún tipo de contrato para la extracción de hidrocarburos no convencionales mediante la técnica de fracturación hidráulica, también conocida como Fracking? En el caso que la respuesta sea afirmativa, ¿en qué etapa se encuentran estas licencias o contratos?

Respuesta: es de anotar que se han ofertado áreas para la exploración no convencional y en caso de tener un descubrimiento comercialmente explotable entrarán en etapa de producción. Las áreas a las que hacemos referencia son:

CONTRATO	PROCESO COMPETITIVO	OPERADOR	ESTADO
COR-62	RONDA COLOMBIA 2012	ECOPETROL S.A.	Renunciado
VMM-29	RONDA COLOMBIA 2012	ECOPETROL S.A.	Renunciado
CAT-3	RONDA COLOMBIA 2012	ECOPETROL S.A.	Renunciado
VMM-16	RONDA COLOMBIA 2012	ECOPETROL S.A.	Renunciado



Avenida Calle 26 No. 59 - 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura - Bogotá D.C. - Colombia
 Teléfono (PBX): (57+1) 593 17 17, www.anh.gov.co - Info@anh.gov.co



Al contestar cite Radicado 20175010289101 Id: 234120
 Folios: 22 Fecha: 2017-12-12 12:12:19
 Anexos: 0
 Remitente: VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES
 Destinatario: DE INFRAESTRUCTURA ABOGADOS - ALVARO EFRAIN DIAZGRANADOS DE PABLO

VMM-5	RONDA COLOMBIA 2012	ECOPETROL S.A.	En Ejecución
CR-2 *	CONTRATACIÓN DIRECTA 2016	DRUMMOND	En Ejecución
CR-3 *	CONTRATACIÓN DIRECTA 2016	DRUMMOND	En Ejecución
CR-4 *	CONTRATACIÓN DIRECTA 2016	DRUMMOND	En Ejecución
LA LOMA ADICIONAL	CONTRATACIÓN DIRECTA 2016	DRUMMOND	En Ejecución
VMM-09	RONDA COLOMBIA 2014	PAREX RESOURCES (100 %)	En Ejecución
VMM-3 ADICIONAL	CONTRATACION ADICIONAL DIRECTA 2015	CONOCOPHILLIPS (80 %)	En Ejecución
LA LOMA	CONTRATACIÓN DIRECTA	DRUMMOND 100%	En Ejecución
VMM-2 ADICIONAL	Mínironda 2008	DRUMMOND 100%	En Ejecución

2. ¿Podría indicar las fechas, las compañías beneficiadas y regiones en las que fueron y/o serán otorgadas dichas licencias?

Respuesta: en el numeral anterior se brindó la información a cargo de la ANH. En todo caso, frente a las licencias respectivas la entidad encargada de brindar respuesta será la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA-.

3. ¿Cuentan con estudios previos geológicos, sismológicos, hidrogeológicos, de neotectónica en Colombia, indispensables para determinar las regulaciones ambientales y establecer las zonas adecuadas para el desarrollo de las actividades en la extracción de hidrocarburos no convencionales mediante el fracking?

Respuesta: La Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH- ha promovido la generación de conocimiento, mediante convenios estratégicos con entidades competentes, aportando a la caracterización ambiental de áreas de influencia de proyectos con prospectividad para aprovechamiento de Yacimientos No Convencionales. Así las cosas, para entender mejor las



MINMINAS





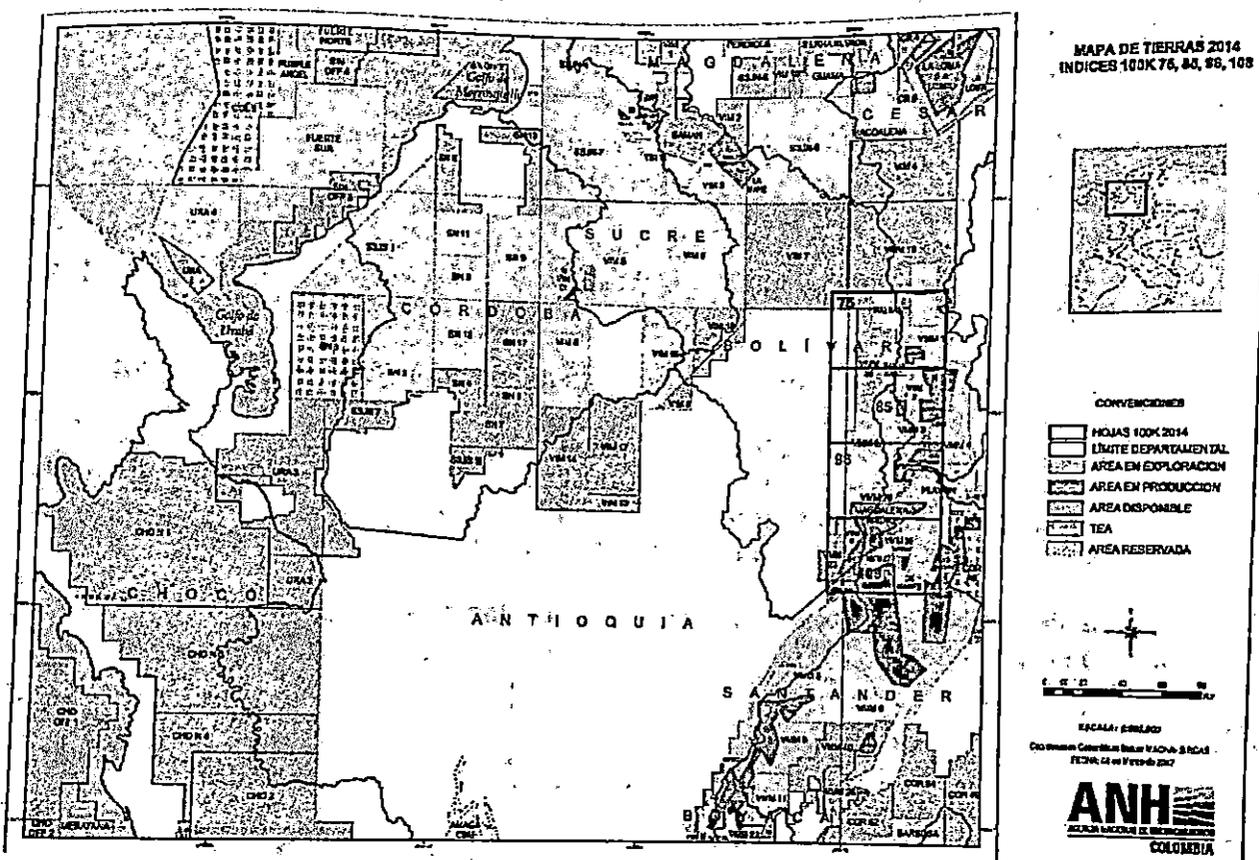
características sismotectónicas de regiones donde se pretendan realizar actividades en Yacimientos No Convencionales, se han adelantado los siguientes convenios con el Servicio Geológico Colombiano:

A. Convenio 060 de 2014, cuyo objeto fue *“aunar esfuerzos técnicos, financieros, y administrativos para llevar a cabo el levantamiento de información de sismicidad e información geológica estructural, que permita generar el mapa sismotectónico en el sector del Valle Medio del Magdalena, comprendido por las Planchas números 75, 85, 96 y 108 (nomenclatura IGAC escala 1:100.000), en donde se proyecta realizar actividades de E&P de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales”*, del cual se obtuvieron los siguientes productos:

- I. El desarrollo de un mapa tectónico de la región comprendida por las planchas 75, 85, 96 y 108 (IGAC).
- II. La instalación de cuatro (4) estaciones sismológicas triaxiales.
- III. La revisión de sismicidad regional de la Red Sismológica Nacional de Colombia y la obtenida con la red instalada en 2014.
- IV. La elaboración de un mapa sismo-tectónico.

El siguiente mapa describe los bloques que coinciden con el área de estudio, referenciados a partir de las planchas del IGAC,

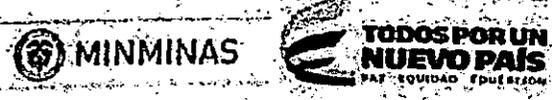
Al contestar cite Radicado 20175010289101 Id: 234120
 Folios: 22 Fecha: 2017-12-12 12:12:19
 Anexos: 0
 Remitente: VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES
 Destinatario: DE INFRAESTRUCTURA ABOGADOS - ALVARO EFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO



B. Convenio 261 de 2015, cuyo objeto fue "aunar esfuerzos técnicos, financieros y administrativos para efectuar la adquisición de datos sísmológicos, procesamiento y análisis de la actividad sísmica y levantar información tectónica que permita actualizar el mapa sísmo tectónico en las áreas donde se realizarán actividades de E&P de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales".

En este convenio se amplió el área de estudio que se hizo en el año 2014, incluyendo las planchas ubicadas al norte, al este y al sur, para tener una cobertura de todo el norte de la cuenca del VMM. Adicionalmente, se incluyeron 4 planchas que cobijan el área de la Loma Cesar. Se instalaron cinco (5) estaciones sísmológicas adicionales en el VMM y cinco (5) estaciones en el sector de la Loma. Los productos obtenidos fueron:

- I. Plan operativo y Cronograma de ejecución.
- II. Formatos de Mantenimiento de estaciones sísmológicas.

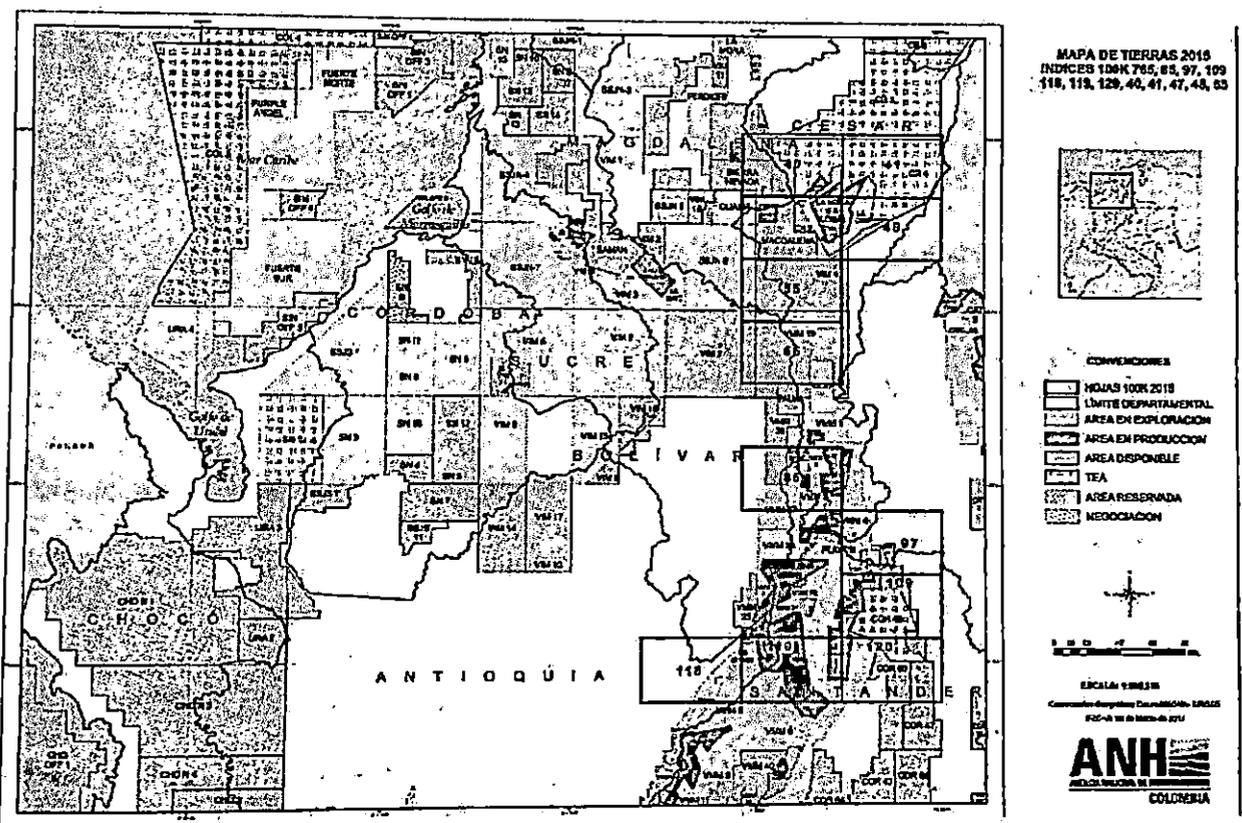


Avenida Calle 26 No. 59 - 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura - Bogotá D.C. - Colombia
 Teléfono (PBX): (57+1) 593.17.17, www.anh.gov.co, info@anh.gov.co

Al contestar cite Radicado 20175010289101 Id: 234120
 Folios: 22 Fecha: 2017-12-12 12:12:19
 Anexos: 0
 Remite: VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES
 Destinatario: DE INFRAESTRUCTURA ABOGADOS - ALVARO EFRAIN DIAZGRANADOS DE PABLO

- III. Catálogo de sismos registrados. Servicio web.
- IV. Primera versión (Versión 0.0) de un Protocolo de Alerta Temprana para la alerta o suspensión de actividades de estimulación hidráulica e inyección vinculadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, relacionada con el monitoreo de la actividad sísmica en las áreas donde se realizan estas actividades.
- V. Mapas tectónicos sectores VMM-Norte y La Loma.
- VI. Mapas Sismotectónicos sectores VMM-Norte y La Loma.
- VII. Informe final

El siguiente mapa describe los bloques que coinciden con el área de estudio, referenciados a partir de las planchas del IGAC.



C. Convenio 194 de 2016 con el objeto de "aunar esfuerzos técnicos, financieros administrativos para efectuar la adquisición de datos sísmológicos, procesamiento y análisis de la actividad sísmica y levantar información tectónica que permita generar un modelo de Evolución Tectónico - Estructural en las áreas donde se realizarán actividades de E&P de hidrocarburos en



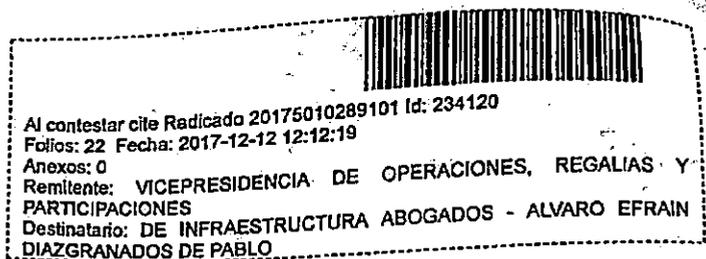
Avenida Calle 26 No. 59 - 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura - Bogotá D.C. - Colombia
 Teléfono (PBX): (57+1) 593 17 17, www.anh.gov.co - Info@anh.gov.co



Yacimientos No Convencionales". Como resultado se generaron los siguientes productos:

- I. Mantenimiento a las 14 estaciones sismológicas regionales, instaladas en los sectores del Centro – Norte del valle Medio del Magdalena y La Loma - Cesar.
- II. Catálogo de sismos registrados con las estaciones sismológicas antes mencionadas, entre los meses de enero y septiembre de 2016, disponibles a través de un servicio web para la ANH.
- III. Boletines de monitoreo y procesamiento de la información sismológica, cuando los cambios en la actividad sísmica en estas áreas lo ameriten, según los protocolos de la Red sismológica Nacional, o cuando la ANH y/o el Ministerio de Minas y Energía lo soliciten.
- IV. Versión 1.0 del "protocolo de alerta temprana" para la alerta o suspensión de actividades de estimulación hidráulica e inyección vinculadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, relacionada con el monitoreo de la actividad sísmica en las áreas donde se realizan estas actividades, el cual será aprobado por el Comité de Coordinación
- V. Modelo geométrico 3D de la estratigrafía y las estructuras más significativas para formular la Evolución Tectónico-Estructural en el sector norte del Valle Medio del Magdalena
- VI. Mapas tectónico y sismotectónico actualizados, del sector del Norte del Valle Medio del Magdalena y de la Loma Cesar.

El siguiente mapa describe los bloques que coinciden con el área de estudio, referenciados a partir de las planchas del IGAC,



para la elaboración y ejecución de los estudios ambientales que deben ser presentados ante la autoridad ambiental competente.

Los estudios ambientales se elaborarán con base en los términos de referencia que sean expedidos por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. La autoridad ambiental competente podrá adaptarlos a las particularidades del proyecto, obra o actividad (...).

Así las cosas, los contratos adjudicados en la Ronda 2014 se rigieron por las normas anteriores.

5. En el año 2015 la Shell, cedió su bloque de explotación de yacimientos convencionales a la petrolera ConocoPhillips, la cual contó con la habilitación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para proyectos no convencionales, y que a su vez fue aceptada por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales; en tal sentido, ¿se llevó a cabo la debida modificación de la licencia ambiental de conformidad al artículo 2.2.2.3.7.1, numeral 9, del Decreto 1076 de 2015?

6. En el caso de ser negativa la respuesta anterior, ¿la Agencia Nacional de Licencias Ambientales ya definió las acciones correctivas y preventivas a fin de subsanar, corregir, prevenir las causas administrativas halladas por la Contraloría General de la República según consta en escrito No. 2016EE0139490 del primero (1º) de noviembre de 2016?

Respuesta: la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH- procedió a dar traslado a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA- quien en adelante se encargará de brindarle la información respectiva.

7. ¿Existe a la fecha alguna normatividad relacionada con las fases de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales?

Respuesta: efectivamente y tal como se mencionó en la respuesta anterior, uno de los resultados del programa de Gestión del Conocimiento correspondió a la normativa técnica y ambiental relacionada con el aprovechamiento de los YNC, la cual se enuncia a continuación.

- a) Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013 "Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales".
- b) Resolución No. 0421 del 20 de marzo de 2014 "Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones". El MADS adoptó los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos perforación exploratoria de hidrocarburos, incluyendo una sección especial con requerimientos complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y

Plan de Manejo Ambiental para la actividad de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Los términos de referencia de explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales del MADS se encuentran en construcción desde finales del año 2014, tiempo a la fecha que ha propiciado la participación de la ANH en espacios técnicos de discusión, aportando al enriquecimiento de dicho documento, el cual se encuentra ya bastante avanzado.

- c) Acuerdo número 03 del 26 de marzo de 2014 expedido por la ANH *"Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias"*.
- d) Resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2014 expedida por el Ministerio de Minas y Energía *"Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales"*.
- e) Resolución D-149 del 23 de marzo de 2017 del Servicio Geológico Colombiano (SGC) *"Por medio de la cual se determinan las especificaciones del monitoreo sísmico cerca de los pozos de exploración y/o producción en yacimientos no convencionales"*.

En este sentido, solo harían falta los términos de referencia de explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales del MADS, los cuales se encuentran en construcción desde finales del año 2014, tiempo que ha propiciado la participación de diferentes entidades y actores, en espacios técnicos de discusión, aportando al enriquecimiento de dicho documento.

Toda la normativa existente y proyectada tiene un carácter de prevención frente a los potenciales riesgos, lo que sumado al rigor del monitoreo y seguimiento, garantizará que se puedan desarrollar actividades de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, con total respeto por el medio ambiente y las comunidades ubicadas en áreas de influencia de este tipo de proyectos.

8. *¿Cuáles son los argumentos que son tenidos en cuenta para adoptar en Colombia el "Programa de Gestión del Conocimiento" realizado en Estados Unidos? ¿Acaso las condiciones geográficas, morfológicas del suelo colombiano son iguales a las del país norteamericano?*

Respuesta: Inicialmente es importante aclarar que el Programa de Gestión del Conocimiento (PGC) no se realizó en Estados Unidos, se realizó en Colombia, donde el MME y la ANH en conjunto con el MADS y la ANLA, definieron y desarrollaron un cronograma de trabajo a partir de 2012 enfocado en los siguientes puntos:

Al contestar cite Radicado 20175010289101 Id: 234120
Folios: 22 Fecha: 2017-12-12 12:12:19
Anexos: 0
Remitente: VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES
Destinatario: DE INFRAESTRUCTURA ABOGADOS - ALVARO EFRAIN DIAZGRANADOS DE PABLO

- La regulación del MME (Resolución 90341 de 2014), estableció una distancia mínima del fondo de los acuíferos aprovechables para consumo humano de aproximadamente 500 m (mínimo 5 veces el radio de fractura). Se estima que los yacimientos no convencionales se encuentran entre los 1500 y los 2400 m de profundidad en Colombia, a más de 1000 m de donde se encuentran más comúnmente los acuíferos aprovechables para consumo humano. No obstante, si se encontrara un acuífero aprovechable para consumo humano, por debajo de esta profundidad, de igual manera la distancia mínima para hacer la estimulación es a 5 veces el radio de fractura (aprox. 500 m).
- Es importante mencionar que estos 500 metros se cuentan a partir del fondo del acuífero aprovechable más profundo encontrado. Por lo tanto, cualquier pozo de agua actualmente utilizado para consumo de agua o usos agrícolas o productivos, se encuentran ampliamente protegidos con esta restricción debido a que los riesgos de la estimulación están en el subsuelo.
- Adicionalmente se estableció una distancia en superficie mínima de 200 m en pozos donde se realice, donde los impactos únicamente obedecerían a potenciales derrames en superficie que están abordados en la regulación de manera igualmente estricta.
- La Resolución 0421 de 2014 establece un levantamiento de información de línea base en la cual se debe determinar la ubicación de los acuíferos y la permeabilidad de las unidades estratigráficas que separan el acuífero de la formación objetivo.
- Se requiere así mismo en la línea base levantar un modelo hidrogeológico y determinar las características geológicas de conductividad y de flujo vertical y horizontal.
- La línea base calidad agua subterránea se debe obtener con información primaria de los acuíferos presentes en el área de revisión, para lo cual se establecen 49 parámetros básicos con 13 parámetros adicionales que han sido asociados a la exploración de yacimientos no convencionales tales como NORM, Metano, BTEX, arsénico, formaldehído, etc., de manera que se puedan determinar las concentraciones previo al inicio de las actividades. Las muestras deben ser tomadas para los dos periodos climáticos: estación seca y estación de lluvias.
- Se establece un área de revisión para el levantamiento de esta información hidrogeológica mencionada arriba que involucra el lateral más extenso proyectado a superficie el cual puede alcanzar hasta 3 kilómetros a la redonda del pozo proyectado.
- Se establecen requerimientos de monitoreo trimestral de todos los 62 parámetros en el



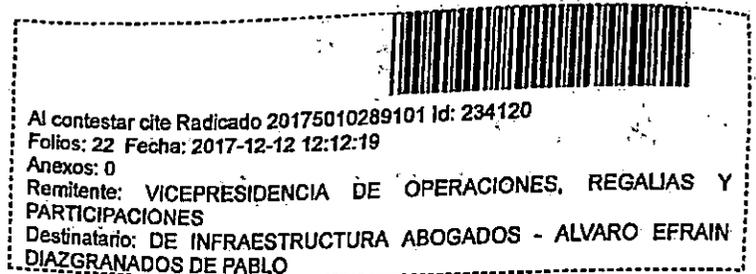
tanques estarán dentro de las áreas de operación con acceso restringido al público.

- Se prohibió el uso de diésel como fluido base del fluido de estimulación.
- Respetando la normatividad vigente en Colombia, si la identidad de un aditivo químico tiene derecho a la protección de secreto comercial conforme a lo establecido por la ley, el solicitante deberá incluir en el Estudio de Impacto Ambiental una indicación de que la protección del secreto comercial se ha aplicado y en su lugar informará el nombre de la familia química relevante.
- En caso que la ANLA requiera mayor información sobre dicho aditivo, solicitará la información para lo cual tomará las medidas necesarias con el fin de evitar su divulgación al público en general. Sin embargo, en caso de ocurrir un evento no planeado, el solicitante deberá facilitar la información de manera oportuna a la entidad que lo solicite con fines de diagnóstico clínico o tratamiento médico.

B. Uso de agua.

Si bien la estimulación hidráulica viene haciéndose en Colombia hace varias décadas para yacimientos convencionales, la escala de la actividad de estimulación es mayor para yacimientos no convencionales. Esto debido especialmente a que la cantidad de agua que se utiliza en la estimulación hidráulica puede llegar a ser de 20.000 m³ por pozo vs. 3000 m³ para yacimientos convencionales. Al respecto, la normatividad ha tomado las siguientes consideraciones:

- La regulación para la etapa de exploratoria incluye la caracterización de las fuentes de agua a ser utilizadas desde el punto de vista de cantidad y disponibilidad (adicional al de calidad mencionada arriba), con datos tanto para el período seco como el período de lluvias.
- La caracterización requiere el conocimiento de los potenciales impactos a otros usuarios de dichas fuentes pronosticando potencial conflicto de uso.
 - Contiene el análisis de impacto y dependencia del recurso hídrico bajo la óptica de los servicios ecosistémicos tanto por parte del proyecto como por parte de las comunidades.
 - Como parte de los PMAs los solicitantes de las licencias deben plantear medidas que involucran el uso de agua residual o no potable para la actividad de estimulación hidráulica (e.g. aguas residuales municipales).
 - Se prevé la reutilización del agua para la estimulación.



- Deben identificarse alternativas de uso de agua en períodos de sequía o medidas de mitigación.
- Deben adoptarse medidas de protección de hábitats y fuentes de agua críticas para especies de fauna y flora
- Así mismo establece las medidas de monitoreo con la instalación de medidores de registro de flujo de caudal utilizado.
- Estas medidas dependiendo del análisis de la autoridad podrán hacerse más restrictivas dentro del licenciamiento ambiental dependiendo de la sensibilidad ambiental en materia de disponibilidad del recurso hídrico para cada proyecto.

C. Disposición del fluido de retorno.

El fluido de retorno además del fluido inyectado puede arrastrar componentes peligrosos naturalmente presentes en el yacimiento que no estaban antes en superficie. Esto dependerá del yacimiento, debido a esto se ha reglamentado bajo las siguientes características:

- El MADS prohibió el vertimiento de fluido de retorno en cuerpos de agua, aun habiendo sido tratado. Con base en la regulación consultada esto solo lo propone la EPA en EEUU lo cual aplica únicamente en tierras federales que son la minoría de las tierras donde se realiza la estimulación. En la mayoría de estados en EEUU y en Canadá se permite el vertimiento en aguas superficiales del fluido de retorno. Nuevamente Colombia establece aquí una de las regulaciones más estrictas.
- Se prohíbe el almacenamiento en piscinas del fluido de retorno. Con base en la regulación consultada, esta prohibición no se ha realizado en ninguno de los países o estados donde se realiza la actividad, haciendo nuevamente que la regulación colombiana sea una de las más estrictas al prohibir de manera tajante esta actividad.
- El fluido de retorno puede reinyectarse a través de pozos inyectores o ser tratada para su vertimiento única y exclusivamente por aspersión en suelo una vez se establezcan los umbrales para tal fin.

Estas actividades pueden realizarse bajo parámetros que previenen la contaminación de agua subterránea o agua superficial. Así mismo dependiendo del análisis de la autoridad realice del proyecto (considerando por ejemplo las condiciones de la planta de tratamiento que debe ser detallada por el solicitante), se establecerá de manera categórica la forma de disposición de mayor conveniencia desde el punto de vista ambiental y social de este fluido, a través de la licencia ambiental.

Al contestar cité Radicado 20175010289101 Id: 234120
Folios: 22 Fecha: 2017-12-12 12:12:19
Anexos: 0
Remitente: VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES
Destinatario: DE INFRAESTRUCTURA ABOGADOS - ALVARO EFRAIN DIAZGRANADOS DE PABLO

D. Sismicidad inducida.

- La estimulación hidráulica raramente puede generar sismicidad inducida. La sismicidad puede estar asociada a la reinyección de altos volúmenes de fluido de retorno o agua de producción, como parte de la disposición del mismo. Sin embargo, de presentarse sismicidad puede ser de alrededor de 3 en la escala de Richter, valor que hace que el evento de sismicidad sea levemente perceptible en superficie. Como referencia un sismo magnitud 3 es equivalente al movimiento producido por camión pasando por una vía.
- Como parte de los requerimientos de línea base tanto para los pozos de exploración y producción como para los pozos de inyección se deben determinar las fallas geológicas identificables a cualquier profundidad dentro de un volumen específico que se determina con base en la profundidad y dimensiones de los pozos.
- Así mismo se requiere un monitoreo de línea base de sismicidad en la región.
- Si bien como se mencionó anteriormente, la estimulación hidráulica no es la actividad que tiene mayor probabilidad de generar sismicidad inducida sino la inyección, de todas maneras se incluyó en la regulación la instalación de una red de monitoreo de sismicidad alrededor de estos pozos para el monitoreo antes (línea base) y durante el desarrollo de la actividad. Con base en el análisis comparativo con otras regulaciones este tipo de monitorios para pozos de exploración y producción no ha sido establecido en ningún otro país o estado, nuevamente poniendo a Colombia como pionera en la regulación más estricta en esta materia.
- Es importante mencionar que la actividad de inyección para fluido de retorno y agua de producción para yacimientos convencionales se realiza de manera diaria en Colombia hace varias décadas. En pozos inyectoros para los yacimientos no convencionales se incluye el requerimiento del monitoreo de sismicidad, con la instalación de una red de monitoreo, por la vida útil del proyecto.
- La red de monitoreo debe ser instalada por el operador, pero será administrada y los datos interpretados por el Servicio Geológico Colombiano.
- Se establecieron distancias mínimas a las cuales no se puede realizar estimulación hidráulica ni inyección fluido de retorno de una falla geológica. Con base en el análisis comparativo con otras regulaciones este tipo de monitoreos para pozos de exploración y producción no ha sido establecido en otros países o estados, nuevamente poniendo a Colombia como pionera en una de las regulaciones más estrictas en esta materia.
- Adicionalmente se requiere el monitoreo permanente de volúmenes de inyección.

Al contestar cite Radicado 20175010289101 Id: 234120
Folios: 22 Fecha: 2017-12-12 12:12:19
Anexos: 0
Remitente: VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES
Destinatario: DE INFRAESTRUCTURA ABOGADOS - ALVARO EFRAIN DIAZGRANADOS DE PABLO

IDEAM para la ejecución responsable del Fracking?

Respuesta: en este punto la entidad encargada de brindar respuesta es el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales -IDEAM-

29. ¿La maquinaria e instrumentación que se emplearía para desarrollar la técnica de Fracking es la misma que se implementó por primera vez en Estados Unidos?

Respuesta: contextualizando, el primer fracturamiento hidráulico data del año 1947 realizado por la Stanolind Oil & Gas en el campo Hugoton (Kansas) y los primeros registros de estos trabajos en Colombia datan del año 1957 (Pozo Infantas 167). Esta técnica se utiliza tanto para Yacimientos Convencionales como Yacimientos No Convencionales. Durante estos últimos 70 años, la tecnología, maquinaria e instrumentación han tenido una evolución de punta y un desarrollo notable que permite la ejecución de este tipo de trabajos con la seguridad, técnica y confiabilidad para el logro de los fracturamientos y los resultados en la ejecución de estos trabajos.

30. ¿Qué nivel de precisión garantizarán las máquinas empleadas para la técnica Fracking?

Respuesta: teniendo en cuenta la respuesta del numeral 29, se puede entender que la precisión de cada una de las máquinas, equipos e instrumentos de medición como de las variables de presión, temperatura y volúmenes requeridos para efectuar los trabajos son confiables.

Esperamos haber dado respuesta a su petición y cualquier inquietud adicional en los temas de competencia de esta entidad con gusto será atendida.

Agradecemos su atención.

Cordialmente,


Arnoldo Morales Delgado
Vicepresidente de Operaciones, regalías y participaciones
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

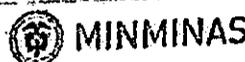
Proyectó: Clara Inés Lozano. Contratista. VPAA. Puntos 1, 4 y 27. *Ally*

Reinando Gélvez Gutiérrez. Contratista. Gerencia de Seguridad, Comunidades y Medio Ambiente. Puntos 3, 7, 8, 11. *RP*
Claudia Patricia Triana Ortiz. Contratista. Fiscalización. Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones. Puntos 18 y 21.

José de Francisco Lagos Caballero/ Contratista VORP Puntos 13, 14, 18, 19, 21, 24, 25, 26, 29, 30. *Rokya*

Revisó: Gloria Inés Martínez. Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas (e)

Adriana María Chisacá. Gerente Seguridad, Comunidades y Medio Ambiente.





MINMINAS

Ministerio de Minas y Energía
Origen: DIRECCION DE HIDROCARBUROS
Ref: 2017080630 30-11-2017 03:44:15 PM
Anexos: 0
Destino: DIAZGRANADOS DE PABLO ALVARO EFRAIN
Serie: 0 - NO APLICA

31

Bogotá, D.C.

Señor
ALVARO EFRAIN DIAZGRANADOS DE PABLO
De INFRAESTRUCTURA ABOGADOS
alvaroedd@hotmail.com
Calle 28 No. 13ª – 24 Museo Parque Central, Torre Empresarial, Oficina 416
Ciudad

Asunto: Derecho de Petición / Técnica de Fracturamiento Hidráulico – Fracking
(Radicado Minminas 2017074933 del 09-11-2017)

Cordial saludo,

En atención al radicado del asunto, a través del cual plantea varios interrogantes relacionados con la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, esta Dirección se permite señalar lo siguiente:

1. *¿A la fecha de la presente petición, esta entidad ha otorgado alguna licencia, autorización o celebrado algún tipo de contrato para la extracción de hidrocarburos no convencionales mediante la técnica de fracturación hidráulica, también conocida como Fracking? En el caso que la respuesta sea afirmativa, ¿en qué etapa se encuentran estas licencias o contratos?*

El Ministerio de Minas y Energía, como lo estipula el Decreto 381 de 2012, tiene como objetivo formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía. En materia específica de hidrocarburos, tiene como funciones, entre otras, las siguientes:

- Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales, hidrocarburos y biocombustibles.

Página 1 de 29

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co





MINMINAS

- Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables.
- Expedir reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables y biocombustibles.

Por otro lado, la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, entidad del sector descentralizado de la Rama Ejecutiva del Orden Nacional, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, técnica y financiera, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, tiene como objetivo administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional. Dentro de las funciones establecidas mediante Decreto 714 de 2012, pueden resaltarse las siguientes:

- Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003, así como hacer el seguimiento al cumplimiento de todas las obligaciones previstas en los mismos.
- Asignar las áreas para exploración y/o explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, adopte para tal fin.

En adición a lo anterior, mediante Resolución No. 4 1250 del 2016 y el Convenio Interadministrativo No. 146 de 2017, el Ministerio de Minas y Energía delegó en la ANH, hasta el 31 de diciembre de 2018, la función de fiscalizar definida por la Ley 1530 de 2012 como *"el conjunto de actividades y procedimientos que se llevan a cabo para garantizar el cumplimiento de las normas y de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, la determinación efectiva de los volúmenes de producción y la aplicación de las mejores prácticas de exploración y producción, teniendo en cuenta los aspectos técnicos, operativos y ambientales, como base determinante para la adecuada determinación y recaudo de regalías y compensaciones y el funcionamiento del Sistema General de Regalías"*.

En este contexto puede entenderse que el Ministerio de Minas y Energía no es la autoridad competente para celebrar contratos o convenios para la exploración y explotación de hidrocarburos, ni tiene actualmente la facultad para autorizar la perforación de pozos o aprobar el desarrollo de operaciones relacionadas con la

Página 2 de 29

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co





producción del petróleo y gas; todas estas funciones son adelantadas hoy en día por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Ahora bien, dado respuesta a su pregunta, actualmente, existen siete (7) contratos vigentes suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, cuyo objeto comprende la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

2. *¿Podría indicar las fechas, las compañías beneficiadas y regiones en las que fueron y/o serán otorgadas dichas licencias?*

A continuación se relaciona la información respecto de los siete (7) contratos vigentes suscritos por la Agencia Nacional de Infraestructura.

Contrato	Fecha Firma	Cuenca	Departamentos	Área (Ha)	Contratistas
VMM 9	18/09/2014	Valle Medio del Magdalena	Santander	61.679,14	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA (100%)
VMM-3 Adicional	02/12/2015	Valle Medio del Magdalena	Cesar y Santander	33.714,89	CONOCO PHILLIPS (80%); CNE OIL & GAS S.A. (20%)
La Loma - Adicional	21/12/2016	Cesar - Ranchería	Cesar	145.811,41	DRUMMOND LTD (100%)
CR 4 (Conversión TEA E&P)	22/12/2016	Cesar - Ranchería	Cesar	234.882,52	UT DRUMMOND USA INC 70% Y DRUMMOND LTD 30%
CR 2 (Conversión TEA E&P)	23/12/2016	Cesar - Ranchería	Cesar y La Guajira	157.235,77	UT DRUMMOND USA INC 70% Y DRUMMOND LTD 30%
CR 3 (Conversión TEA E&P)	23/12/2016	Cesar - Ranchería	Cesar y La Guajira	185.374,49	UT DRUMMOND USA INC 70% Y DRUMMOND LTD 30%
VMM-2 Adicional	2017	Valle Medio del Magdalena	Cesar	30.598,26	CONOCOPHILLIPS (80%); CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A. (20%)

3. *¿Cuentan con estudios previos geológicos, sísmológicos, hidrogeológicos, de neotectónica en Colombia, indispensables para determinar las regulaciones ambientales y establecer las zonas adecuadas para el desarrollo de las actividades en la extracción de hidrocarburos no convencionales mediante el fracking?*

La determinación de las zonas para adelantar proyectos de exploración y explotación de yacimientos no convencionales se hace con base en sus características geológicas y el potencial estimado.



Ahora bien, es importante señalar que la ANH ha establecido en los contratos suscritos para la exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, la obligación de velar por el cumplimiento de la normatividad ambiental, la protección del medio ambiente, el desarrollo sostenible del proyecto y el acatamiento de las condiciones que defina la autoridad competente, en razón a las restricciones de carácter ambiental que se presenten sobre el área asignada. Con base en el siguiente clausulado:

(...) Restricciones: Si -con posterioridad a la celebración del presente Contrato-, una o más porciones del Área Asignada es o son restringida(s) o limitada(s) por disposición normativa de obligatorio acatamiento, determinación ejecutoriada de autoridad competente que así lo imponga, o por reconocimiento de título de propiedad sobre los Hidrocarburos provenientes del subsuelo a favor de terceros, según determinación adoptada mediante sentencia judicial en firme, el Contratista se obliga a acatar, respetar y cumplir las condiciones y/o restricciones impuestas sobre tal o tales porciones.

Tales limitaciones pueden surgir, entre otras razones, por la existencia de zonas comprendidas en el Sistema de Parques Nacionales y Regionales Naturales, de Ecosistemas Estratégicos, o de otras superficies reservadas, excluidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad correspondiente, o porque sobre el Área Asignada se extiendan zonas con las mismas o similares características y limitaciones.

(...)

Deber de información: El Contratista asume la obligación de mantener integral, oportuna y permanentemente informada a la ANH acerca del avance de los trámites ambientales y sociales, inclusive respecto de todo cuanto se relacione con: (i) su iniciación; (ii) la obtención de las respectivas licencias, permisos y demás pronunciamientos de fondo de las autoridades competentes; (iii) eventuales actuaciones administrativas sancionatorias; (iv) imposición de medidas preventivas y/o sanciones, y, en general, (v) cualquier otra información relevante para efectos de la cumplida y oportuna ejecución contractual (...).

(...) Autonomía: Regla General: Corresponde al Contratista ejercer la dirección, el manejo, el seguimiento, la vigilancia y el control de todas las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción que ejecute en cumplimiento del presente Contrato. Es de su exclusiva responsabilidad planear, preparar, realizar y controlar el desarrollo de todas las actividades inherentes a la ejecución contractual, con sus propios medios, y con plena autonomía directiva, técnica, operacional y en materia de administración, de conformidad con el ordenamiento

Página 4 de 29



MINMINAS

superior colombiano y con rigurosa observancia de las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

(...) Responsabilidad Ambiental: Es obligación y deber primordial del Contratista (Individual o Plural) prestar la más exigente atención a la protección y restauración o restitución del medio ambiente y de los recursos naturales renovables, así como al cumplimiento estricto de la normatividad aplicable en estas materias, incluidas las obligaciones derivadas de Licencias Ambientales, así como a las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

Son de su responsabilidad exclusiva adoptar y ejecutar planes de contingencia específicos para atender emergencias, mitigar, prevenir y reparar daños, de la manera más eficiente y oportuna.

Para el desarrollo de actividades sometidas al otorgamiento de licencias, permisos, concesiones o autorizaciones ambientales, los trámites pertinentes deben iniciarse, a más tardar, dentro de los noventa (90) Días Calendario anteriores a la fecha programada en el respectivo Plan de Exploración para dar comienzo a la ejecución de la actividad sometida a la exigencia correspondiente, así como tramitar oportuna y diligentemente, con todos los requisitos impuestos por el ordenamiento superior, las actuaciones requeridas ante las autoridades competentes.

Deben tomarse en consideración los plazos de licenciamiento ambiental establecidos en el ordenamiento superior sobre la materia, en especial, en el Decreto 2820 de 2010, reglamentario del Título VIII de la Ley 99 de 1993, sobre Licencias Ambientales, o en las normas que modifiquen, sustituyan o adicione las disposiciones de una y otro, para estar en condiciones de cumplir en tiempo las actividades previstas en todas las Fases y Periodos del Contrato. Mientras se respeten los términos establecidos por dicho ordenamiento para la solicitud, trámite y obtención de Licencias Ambientales, el Contratista no puede argumentar justificación para pedir prórrogas, restituciones o suspensiones de términos en los plazos contractuales. En todo caso, durante el transcurso de dichos plazos, debe informar oportuna y documentadamente a la ANH acerca del inicio y avances de las gestiones encaminadas al cumplimiento de las obligaciones y deberes en materia de permisos y Licencias Ambientales.

Se considera iniciado el trámite de solicitud de Licencia Ambiental, cuando se sometan a la ANH los siguientes documentos:

Página 5 de 29

Calle 43 No. 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co





MINMINAS

- a) *Constancia de solicitud oportuna del pronunciamiento sobre la necesidad de elaborar Diagnóstico Ambiental de Alternativas, ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA-, cuando se requiera, y,*
- b) *Evidencia de haber iniciado, también oportunamente, la elaboración del estudio de impacto ambiental o del plan de manejo ambiental, según sea el caso.*

El incumplimiento del plazo establecido en este Numeral o la falta de la diligencia debida en el curso de los trámites en materia ambiental, no pueden invocarse para justificar retrasos en la obtención de licencias, permisos, concesiones o autorizaciones, ni como fundamento para acceder a la prórroga o suspensión de las obligaciones contractuales, de manera que, previo desarrollo del procedimiento establecido en la Cláusula 46, da lugar a declaratoria de incumplimiento.

Quando el desarrollo de cualquier actividad requiera la obtención de permisos, autorizaciones, concesiones o licencias ambientales, el Contratista está en el deber de abstenerse de ejecutarla hasta que no los haya obtenido. Además, sin la conformidad de los estudios de impacto ambiental y la expedición de las Licencias Ambientales correspondientes, o la satisfacción de cualquier otro requisito aplicable al caso, NO se puede iniciar la respectiva actividad.

Las sanciones y las medidas preventivas adoptadas por la autoridad ambiental competente, debido al incumplimiento de obligaciones ambientales, debidamente ejecutoriadas y en firme, son causal de terminación del Contrato por incumplimiento, siempre que como resultado de las mismas, se vea o pueda verse afectada la satisfacción de las prestaciones y compromisos inherentes a la ejecución contractual, surtido el procedimiento estipulado en la Cláusula 46 y sobre la base de argumentos y pruebas que lo sustenten y demuestren.

Es responsabilidad exclusiva del Contratista informar puntualmente a la ANH acerca de la aplicación de planes preventivos y de contingencia, y sobre el estado de las gestiones adelantadas ante las autoridades ambientales competentes en materia de permisos, autorizaciones, concesiones o licencias, según sea el caso, dentro de cada trimestre calendario, lo mismo que sobre los aspectos ambientales de las Operaciones en curso."

En consecuencia, ante la presencia de áreas de importancia ambiental en los bloques asignados por la ANH, es necesario tener en cuenta que los mismos no solo cuentan con un amparo legal frente a su ronda de protección, sino que también, como se explicó con anterioridad, las autoridades ambientales competentes realizan una

Página 6 de 29

Calle 43 No. 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co





MINMINAS

zonificación ambiental que implica algunas restricciones a la actividad hidrocarburífera.

Dichas restricciones deben observarse por las compañías que realizan actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y su cumplimiento es exigible por la ANH de manera contractual a través de las referidas disposiciones, sin perjuicio de las acciones que deberán adelantar las autoridades ambientales en desarrollo de sus competencias, incluidas las atinentes a la facultad sancionatoria ambiental establecida en la Ley 1333 de 2009.

En lo que compete al desarrollo de estudios previos, debemos señalar que desde el 2014, la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, ha promovido la generación de conocimiento, mediante convenios estratégicos con entidades competentes, aportando a la caracterización ambiental de áreas de influencia de proyectos con prospectividad para aprovechamiento de yacimientos no convencionales. Así las cosas, para entender mejor las características sismo tectónicas de regiones donde se pretendan aprovechar este tipo de acumulaciones, la ANH adelantó los siguientes convenios con el Servicio Geológico Colombiano:

A. Convenio 060 de 2014, cuyo objeto fue *"Aunar esfuerzos técnicos, financieros, y administrativos para llevar a cabo el levantamiento de información de sismicidad e información geológica estructural, que permita generar el mapa sismotectónico en el sector del Valle Medio del Magdalena, comprendido por las Planchas números 75, 85, 96 y 108 (nomenclatura IGAC escala 1:100.000), en donde se proyecta realizar actividades de E&P de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales"*, del cual se obtuvieron los siguientes productos:

- I. El desarrollo de un mapa tectónico de la región comprendida por las planchas 75, 85, 96 y 108 (IGAC).
- II. La instalación de cuatro (4) estaciones sismológicas triaxiales
- III. La revisión de sismicidad regional de la Red Sismológica Nacional de Colombia y la obtenida con la red instalada en 2014.
- IV. La elaboración de un mapa sismo-tectónico.

El siguiente mapa describe los bloques que coinciden con el área de estudio, referenciados a partir de las planchas del IGAC:

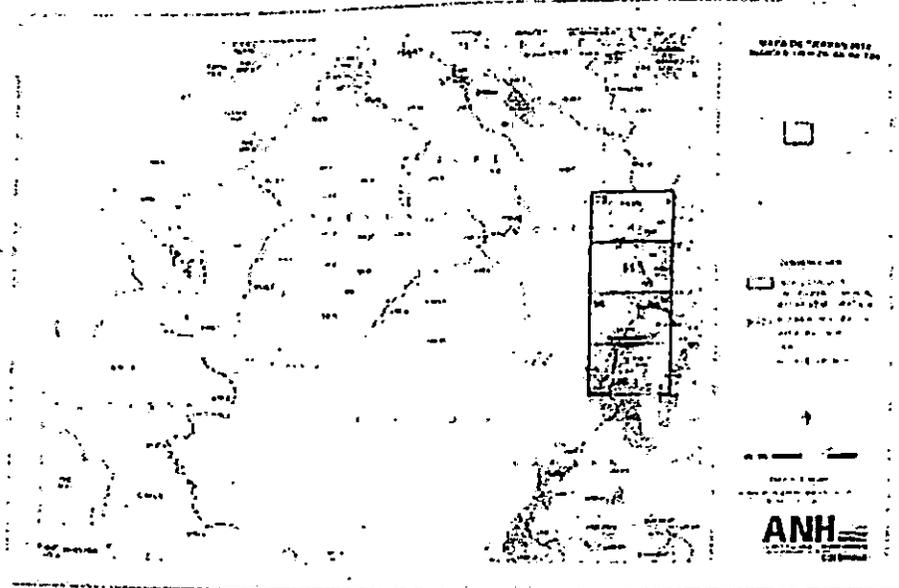
Página 7 de 29

Calle 43 iNo 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co





MINMINAS



B. Convenio 261 de 2015, cuyo objeto fue *“Aunar esfuerzos técnicos, financieros y administrativos para efectuar la adquisición de datos sísmológicos, procesamiento y análisis de la actividad sísmica y levantar información tectónica que permita actualizar el mapa sismo tectónico en las áreas donde se realizarán actividades de E&P de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales”*.

En este convenio se amplió el área de estudio que se hizo en el año 2014, incluyendo las planchas ubicadas al norte, al este y al sur, para tener una cobertura de todo el norte de la cuenca del VMM. Adicionalmente, se incluyeron 4 planchas que cobijan el área de la Loma Cesar. Se instalaron cinco (5) estaciones sísmológicas adicionales en el VMM y cinco (5) estaciones en el sector de la Loma. Los productos obtenidos fueron:

- I. Plan operativo y Cronograma de ejecución.
- II. Formatos de Mantenimiento de estaciones sísmológicas.
- III. Catálogo de sismos registrados. Servicio web.
- IV. Primera versión (Versión 0.0) de un Protocolo de Alerta Temprana para la alerta o suspensión de actividades de estimulación hidráulica e inyección vinculadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, relacionada con el monitoreo de la actividad sísmica en las áreas donde se realizan estas actividades.
- V. Mapas Sismotectónicos sectores VMM-Norte y La Loma.
- VI. Informe final.

El siguiente mapa describe los bloques que coinciden con el área de estudio, referenciados a partir de las planchas del IGAC:

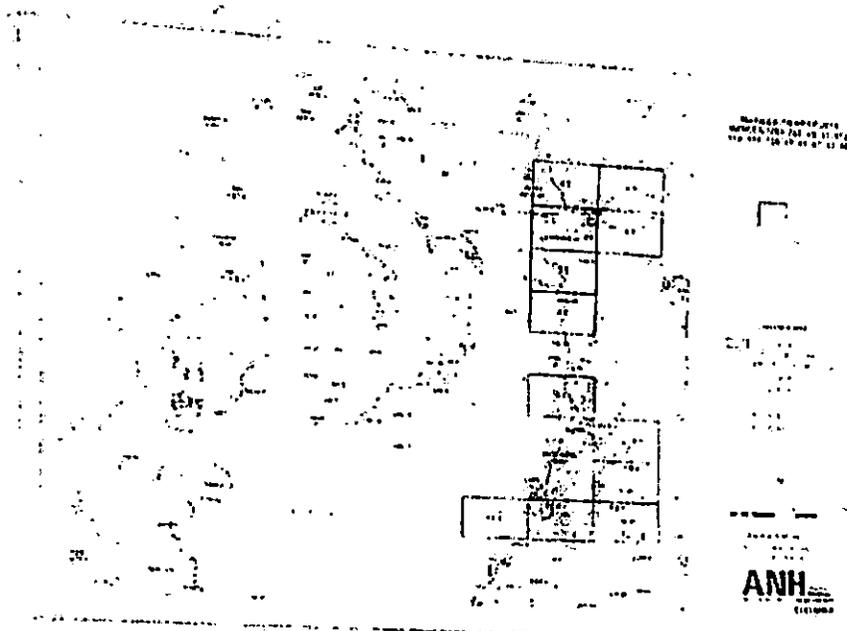
Página 8 de 29

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co





MINMINAS



C. Convenio 194 de 2016, cuyo objeto fue el de *“Aunar esfuerzos técnicos, financieros administrativos para efectuar la adquisición de datos sismológicos, procesamiento y análisis de la actividad sísmica y levantar información tectónica que permita generar un modelo de Evolución Tectónico – Estructural en las áreas donde se realizarán actividades de E&P de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales”*. Como resultado se generaron los siguientes productos:

- I. Mantenimiento a las 14 estaciones sismológicas regionales, instaladas en los sectores del Centro – Norte del valle Medio del Magdalena y La Loma - Cesar.
- II. Catálogo de sismos registrados con las estaciones sismológicas antes mencionadas, entre los meses de enero y septiembre de 2016, disponibles a través de un servicio web para la ANH.
- III. Boletines de monitoreo y procesamiento de la información sismológica, cuando los cambios en la actividad sísmica en estas áreas lo ameriten, según los protocolos de la Red sismológica Nacional, o cuando la ANH y/o el Ministerio de Minas y Energía lo soliciten.
- IV. Versión 1.0 del “protocolo de alerta temprana” para la alerta o suspensión de actividades de estimulación hidráulica e inyección vinculadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, relacionada con el monitoreo de la actividad sísmica en las áreas donde se realizan estas actividades, el cual será aprobado por el Comité de Coordinación.

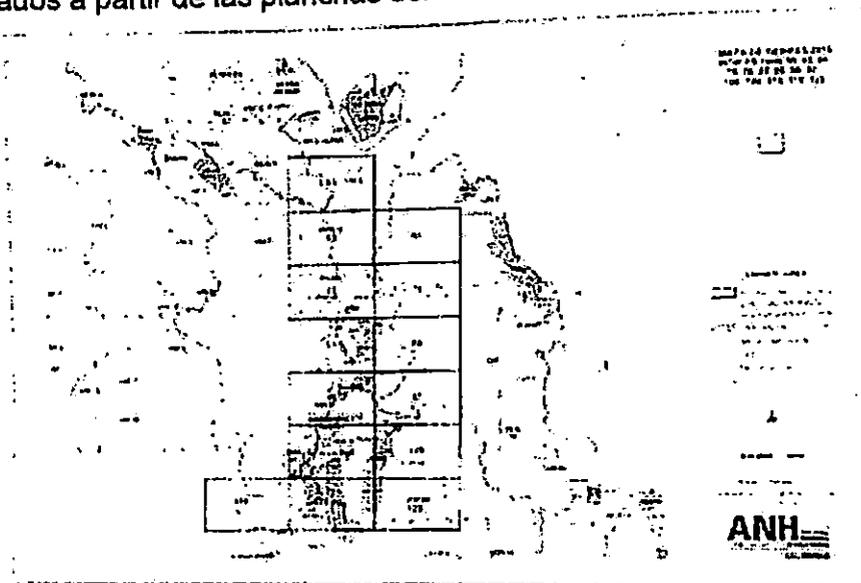




MINMINAS

- V. Modelo geométrico 3D de la estratigrafía y las estructuras más significativas para formular la Evolución Tectónico-Estructural en el sector norte del Valle Medio del Magdalena.
- VI. Mapas tectónico y sismotectónico actualizados, del sector del Norte del Valle Medio del Magdalena y de la Loma Cesar.

El siguiente mapa describe los bloques que coinciden con el área de estudio, referenciados a partir de las planchas del IGAC:



Como resultado de este incremento en el número de estaciones, se ha observado una mejora notoria en los parámetros que evalúan la calidad de la cobertura, y como consecuencia, de la calidad en la localización de los sismos.

Respecto al cubrimiento de la red en zonas donde están ubicados prospectos de exploración y explotación de hidrocarburos utilizando el método de Yacimientos No Convencionales (YNC), los bloques localizados en el Valle Medio del Magdalena (VMM), se encuentran en el centro del país donde se tiene la mejor cobertura de la RSNC. Como resultado de esto, los errores en las localizaciones para los bloques ubicados en el Valle del Magdalena, donde los errores para los últimos tres años (2012, 2013 y 2014), en particular para sismos superficiales (menores a 30 kilómetros), son de alrededor de 5 kilómetros epicentralmente y 7 kilómetros en profundidad, con un umbral de detección de Magnitud de 1.6, razón por la cual se puede afirmar que existe un conocimiento de la sismicidad regional de las cuencas sedimentarias donde están ubicados tales bloques.



Miniminas
Valle



MINMINAS

De otra parte, la cartografía geológica básica presenta el estado del conocimiento de la geología estructural y tectónica a escala 1:100.000 del Territorio Andino Colombiano, cuyo cubrimiento abarca las áreas de exploración y explotación de hidrocarburos utilizando el método de YNC. Este conocimiento ha permitido caracterizar de manera regional el escenario tectónico de los recursos del subsuelo del País.

Adicionalmente, actualmente avanzamos en la estructuración de un proyecto que podría llegar a desarrollarse con la Universidad Nacional de Colombia para la construcción de un modelo hidrogeológico en el área del Valle Medio de Magdalena, y que permitirá tener mayor conocimiento para la toma de decisiones.

No obstante lo anterior, debe recordarse que en el marco del trámite de licencia ambiental que llegue a adelantar cualquier operador, deberá realizarse la construcción de una línea base ambiental teniendo en cuenta todos los requerimientos establecidos por la autoridad ambiental a través de la Resolución 0421 de 2014.

4. ***¿Por qué motivo fueron subastados los bloques para la explotación de hidrocarburos no convencionales (Ronda 2014) si a la fecha aún no han sido expedidos por el Ministerio de Ambiente los términos de referencia, requisito imperante para dicha subasta?***

En concordancia con lo señalado tanto en el numeral 1 de esta comunicación, como en la respuesta dada previamente a usted mediante Oficio 2016034291 del 23-05-2016, la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, es la entidad encargada de promover, negociar y celebrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos. En tal sentido, se dará traslado de su pregunta a dicha entidad para que sea atendida apropiadamente.

5. ***En el año 2015 la Shell, cedió su bloque de explotación de yacimientos no convencionales a la petrolera ConocoPhillips, la cual contó con habilitación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para proyectos de no convencionales, y que a su vez fue aceptada por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales; en tal sentido, ¿se llevó a cabo la debida modificación de la licencia ambiental de conformidad al artículo 2.2.2.3.7.1, numeral 9, del Decreto 1076 de 2015?***
6. ***En el caso de ser negativa la respuesta anterior, la Agencia Nacional de Licencias Ambientales ya definió las acciones correctivas y preventivas a fin de subsanar, corregir, prevenir las caudas administrativas halladas por la Contraloría General de la República según consta en escrito No. 2016EE0139490 del primero (1º) de noviembre de 2016***

Página 11 de 29

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co



Teniendo en cuenta que según el artículo 2.2.2.3.2.2 del Decreto 1076 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, corresponde a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA, otorgar o negar de manera privativa la licencia ambiental para los proyectos, obras o actividades relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos, y en virtud de ello, pronunciarse sobre solicitudes de modificación, se dará traslado de su pregunta a dicha autoridad para que sea atendida apropiadamente.

7. ¿Existe a la fecha alguna normatividad relacionada con las fases de exploración y explotación de yacimientos no convencionales?

Actualmente se cuenta con normatividad de naturaleza técnica y contractual aplicable a las fases de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Desde el punto de vista ambiental, se cuenta con términos de referencia para la etapa de exploración y se avanza con la formulación de los mismos para la etapa de explotación. A continuación se listan los actos administrativos emitidos por las diferentes autoridades sobre la materia:

- Resolución No. 0421 del 20 de marzo de 2014, expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), mediante la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. El MADS adoptó los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos perforación exploratoria de hidrocarburos, incluyendo una sección especial para la actividad de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (Anexo 3. Términos de Referencia y Requerimientos Complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales - Páginas 89 a 112).
- Acuerdo No. 03 del 26 de marzo de 2014, expedido por la ANH, por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias.
- Resolución No. 9 0341 del 27 de marzo de 2014, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, mediante la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Esta Resolución, en conjunto con la Resolución No. 18 1495 de 2009, prevé para las diferentes etapas del proceso, el trámite de autorizaciones previas, las cuales deben ser presentadas ante el responsable de las funciones de



MINMINAS

fiscalización sobre las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, con el fin de aprobar la ejecución de operaciones como la perforación, el completamiento, la estimulación hidráulica, el desarrollo de pruebas o la explotación comercial de cualquier pozo con el objetivo de probar o desarrollar acumulaciones de hidrocarburos en YNC, entre otras labores. Para las operaciones de estimulación hidráulica o "fracking" específicamente, se definieron procedimientos y condiciones para su ejecución (Artículo 12), requerimientos para el monitoreo durante el desarrollo de las actividades (Artículo 13) y condiciones específicas para la suspensión de las mismas (Artículo 14).

- Resolución D-149 del 23 de marzo de 2017, expedida por el Servicio Geológico Colombiano, por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de yacimientos no convencionales, con la cual se aclara la forma en que los operadores darán alcance a las obligaciones establecidas en los artículos 13 y 15 de la Resolución No. 9 0341 del 2014 y se permite al SGC contar con información en tiempo real de la actividad sísmica en zonas donde se planteen realizadas actividades exploratorias.

8. *¿Cuáles son los argumentos que son tenidos en cuenta para adoptar en Colombia el "Programa de Gestión del Conocimiento" realizado en Estados Unidos? ¿Acaso las condiciones geográficas, morfológicas del suelo colombiano son iguales a las del país norteamericano?*

El Programa de Gestión del Conocimiento fue una estrategia adoptada por el Gobierno Nacional para adquirir mayor entendimiento sobre las actividades de exploración y explotación de yacimientos no convencionales, las implicaciones de su implementación y las medidas requeridas para su control, especialmente a partir de aquellos países con experiencia en la materia.

El Programa contempló el desarrollo y aplicación de tres instrumentos de aprendizaje: (i) Talleres, (ii) Visitas a las operaciones en campo y (iii) Reuniones con reguladores y entidades gubernamentales.

En este contexto, no es correcto afirmar que se haya adoptado en Colombia el "Programa de Gestión del Conocimiento" realizado en Estados Unidos.

9. *¿Es posible potabilizar el agua que se emplea en la extracción de hidrocarburos no convencionales?*

Teniendo en cuenta el desarrollo actual de las operaciones en el país, aún no se cuenta con información sobre caracterización físicoquímica del agua de retorno y agua.

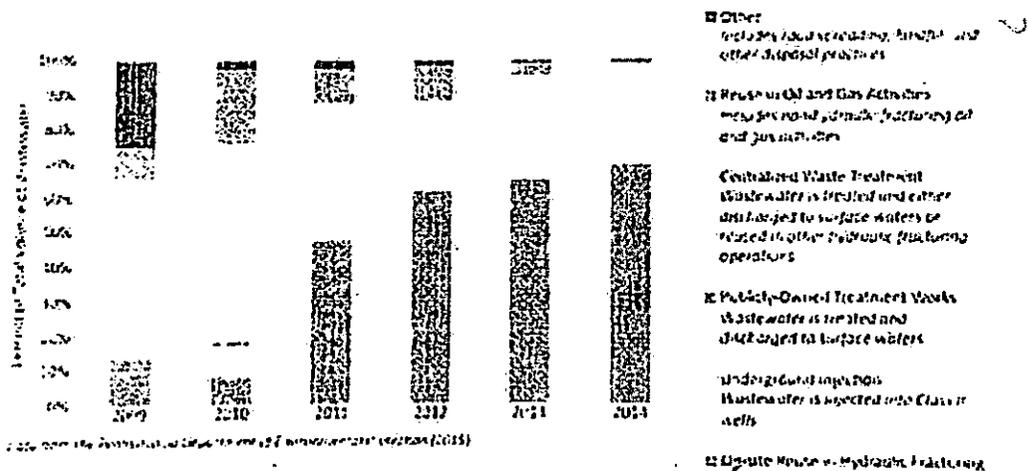
Página 13 de 29

de producción proveniente de pozos perforados en yacimientos no convencionales. En tal sentido, no es posible determinar qué tipo de manejo requerirá ni las condiciones finales posteriores al tratamiento. Sin embargo, es preciso señalar que la normatividad ambiental vigente para operaciones de perforación exploratoria permite el reuso y la disposición final a través de pozos inyectoros como alternativas para el manejo de estos residuos líquidos.

10. ¿Qué porcentaje de agua se logra reciclar y potabilizar al finalizar el proceso de extracción?

El manejo del agua en una operación petrolera es dinámico, muchas veces influenciado por el desarrollo regulatorio y de nuevas prácticas que hacen más eficientes los procesos. Es de esperarse que durante la fase exploratoria, el porcentaje de reuso sea bajo y que conforme se avance a etapas de desarrollo comercial (aumenta el número de pozos a perforar), se incremente esta destinación.

La siguiente figura tomada de un reporte de la Agencia para la Protección Ambiental de los Estados Unidos (United States Environmental Protection Agency – EPA), ilustra los cambios en las prácticas de manejo del agua en una operación en yacimientos no convencionales (Marcellus Shale - Estado de Pensilvania):



Fuente: EPA, 2016

La siguiente tabla muestra los porcentajes de aplicación para los diferentes usos, alternativas o prácticas de disposición final en diferentes regiones de los Estados Unidos:





Management practice	Percentage of produced water managed by practice and state												
	AR	CA	CO	GA	ND	OH	OK	PA	TX	UT	WV	WY	
Injection for enhanced oil recovery	27	36	18	50	14	43	37	0	37	47	27	17	
Injection for disposal	29	23	12	50	16	41	12	12	14	43	26	17	
Surface discharge	0	7	19	100	0	0	0	24	100	0	17	100	
Evaporation	0	21	90	100	0	0	0	0	0	0	0	100	
Diffuse commercial disposal	11	0	5	100	26	100	100	0	11	27	26	100	
Beneficial reuse	11	100	100	100	0	0	0	100	100	100	100	100	

Fuente: EPA, 2016

11. ¿Qué medidas de contingencia implementan para prevenir que dichas aguas residuales desemboquen en aguas potables de consumo masivo?

De acuerdo al Anexo 3 de la Resolución 0421 de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el vertimiento del agua de retorno y el agua de producción generada en la explotación de yacimientos no convencionales a cuerpos superficiales de agua está prohibida.

“6. DEMANDA, USO, APROVECHAMIENTO Y/O AFECTACIÓN DE RECURSOS NATURALES

6.1. Vertimientos

Para la actividad de exploración de yacimientos no convencionales no se permitirá ningún tipo de vertimientos sin previo tratamiento ni vertimientos en cuerpos de agua, excepto para agua residual doméstica, la cual debe cumplir con los parámetros establecidos en el Decreto 3930 de 2010 o el que lo modifique, adiciones o sustituya.”

12. ¿Cuál es el tratamiento que reciben los desechos tóxicos y radioactivos generados en esta práctica?

Los materiales radioactivos están presentes en muchos suelos y formaciones rocosas, y consecuentemente en el agua que está en contacto con ellas. La extracción y procesamiento de esos recursos puede exponer o concentrar el Material Radiactivo de Origen Natural (NORM), generando una amenaza para las personas y para el medio ambiente.





En este contexto, y aun cuando la presencia de radionucleidos o elementos radioactivos naturales en aguas residuales industriales (fluidos de retorno y aguas de producción) asociadas a operaciones de explotación de yacimientos no convencionales, no es una constante en todos los casos, el Ministerio de Minas y Energía incorporó dentro de la Resolución 9 0341 de 2014, algunas medidas para la evaluación y la gestión de este tipo de residuos en el evento de que lleguen a presentarse:

(...)

Artículo 13. Monitoreo. Durante el desarrollo de las operaciones, el operador deberá realizar monitoreo de:

(...)

2. **Material Radiactivo de Origen Natural (NORM) que pueda estar presente en los lodos de perforación o en tubería durante, y/o en el fluido de retorno, sólidos del fluido de retorno y agua de producción. En caso que los niveles de actividad medidos sean superiores a los niveles de exención o dispensa establecidos por la (Resolución 180005 de 2010) o en la norma que la modifique o sustituya y se deberán aplicar las acciones contempladas en la reglamentación vigente para las prácticas con materiales residuos o desechos radiactivos. (...)**

Artículo 18. Almacenamiento y disposición de Material Radiactivo de Origen Natural (NORM) presente en cortes, sólidos, tubería, fluido de retorno o agua de producción durante la exploración y explotación de yacimientos no convencionales. En el evento en que los niveles de actividad de los Materiales Radiactivos de Origen Natural (NORM) superen los niveles de actividad establecidos para exención o dispensa éstos deberán ser tratados de conformidad con lo establecido en la reglamentación vigente para las prácticas con materiales radiactivos.

El almacenamiento de residuos de Materiales Radiactivos de Origen Natural (NORM) deberá hacerse de acuerdo con lo establecido en el Reglamento para la Gestión de Desechos Radiactivos (Resolución 18 0005 del 5 de enero de 2010) o en la norma que lo modifique o sustituya.

En caso de ser necesario el transporte de los residuos NORM deberá hacerse de conformidad con los requisitos establecidos en el Reglamento de Transporte Seguro de Material Radiactivo (Resolución 18 1682 del 9 de diciembre de 2005) o





MINMINAS

en la norma que lo modifique o sustituya y de las demás regulaciones nacionales e internacionales aplicables.

13. ¿Qué medidas existen para evitar que el fracturamiento del pozo se extienda fuera de la secuencia rocosa de interés de producción y se contaminen las aguas subterráneas?

Desde el punto de vista operacional, no es recomendable para el operador que la fractura se extienda más allá de la formación de interés, pues esto se constituye en desperdicio de recursos (energía, fluidos de perforación, etc.). Para tal fin, existen herramientas como la microsísmica que permiten monitorear (generalmente durante la etapa exploratoria), el comportamiento de las fracturas y optimizar las condiciones de operación (presión y volumen) para extenderlas durante el desarrollo comercial del campo.

No obstante lo anterior, para las operaciones de estimulación hidráulica se restringieron las actividades cuando la distancia a un acuífero aprovechable para consumo humano es menor a cinco (5) veces el radio de la fractura (500 m aproximadamente). Si bien se estima que en Colombia estos yacimientos se encuentran entre los 1500 y los 3000 m de profundidad, a más de 1000 m de donde se encuentran comúnmente los acuíferos aprovechables, en caso de que se llegara a encontrar un acuífero aprovechable para consumo humano por debajo de esta profundidad, de igual manera deberá conservarse la distancia mínima para ejecutar estas operaciones. Es de resaltar que actualmente la única regulación encontrada con este tipo de restricciones (AER en Canadá), establece una distancia de 100 m, poniendo a Colombia en las restricciones más estrictas en esta materia:

"Artículo 12. Requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica. La estimulación hidráulica para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales se adelantará siguiendo los siguientes procedimientos y condiciones:

(...)

4. *En ningún caso, la distancia entre una estimulación hidráulica y un acuífero aprovechable para consumo humano, podrá ser menor a cinco (5) veces el radio de estimulación hidráulica calculado con base en el modelo geomecánico que tenga en cuenta los esfuerzos horizontales y verticales del área a ser estimulada."*

14. ¿Cuál es el mecanismo empleado para mantener un presión de agua idónea que permita el fracturamiento de las rocas?

Página 17 de 29

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321



Las presiones requeridas las operaciones de estimulación hidráulica pueden variar ampliamente dependiendo de la profundidad, la presión de la formación y el tipo de roca. Estas operaciones son diseñadas mediante simulación haciendo uso de programas de modelamiento para optimizar los procesos.

La regulación establecida por este Ministerio definió requerimientos de monitoreo a la presión en el pozo durante el desarrollo de las operaciones de estimulación en los siguientes términos:

"Artículo 12. Requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica.
La estimulación hidráulica para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales se adelantará siguiendo los siguientes procedimientos y condiciones:

(...)

2. *El operador debe monitorear la presión del espacio anular de todos los revestimientos de manera permanente durante las actividades de estimulación hidráulica. En el evento en que haya un aumento en la presión anular de doscientos (200) psi, las operaciones de estimulación hidráulica deberán ser suspendidas de manera inmediata y notificar por escrito en el menor tiempo posible al Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.*
3. *En caso que las presiones indiquen que hay comunicación entre el fluido de estimulación hidráulica y el anular del revestimiento el operador deberá:*
 - a. *Suspender las actividades de estimulación hidráulica.*
 - b. *Notificar de manera inmediata por escrito al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.*
 - c. *Realizar las acciones correctivas.*
 - d. *Notificar y enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas.*
 - e. *Una vez ejecutadas las acciones correctivas se podrán reanudar las actividades de estimulación hidráulica."*

15. ¿Cuáles son los químicos indispensables para el empleo de la técnica del fracking?



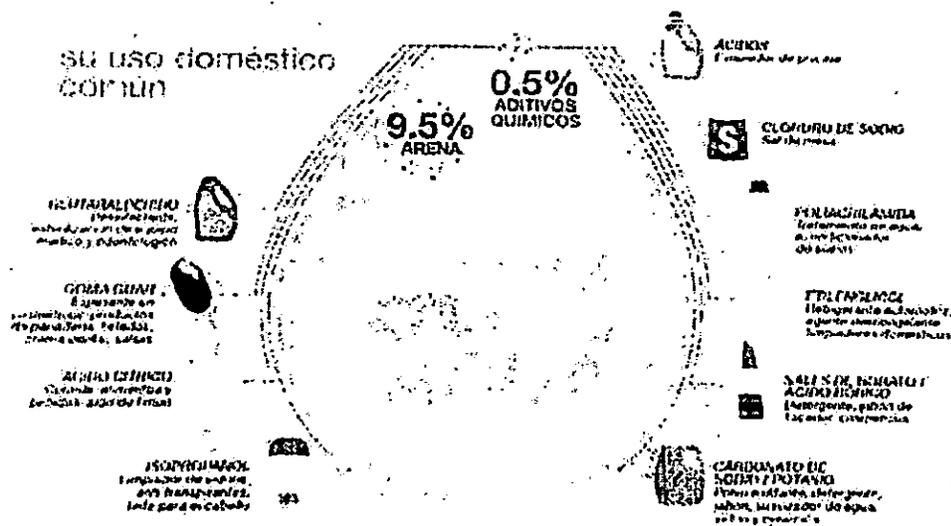
encontrar una relación de los químicos usados con mayor frecuencia en las operaciones, los cuales son reportados por las compañías que ejecutan dichas actividades.

16. ¿Qué estudios existen para conocer si los compuestos químicos utilizados en la práctica de Fracking representan algún riesgo al ser inyectados en el subsuelo?

17. ¿El hecho de que los químicos inyectados permanezcan en el subsuelo, no implica que este y sus componentes naturales se vean afectados de manera irreversible?

En nuestro país aún no hemos llegado al punto de diseñar fluidos de fracturamiento para efectuar operaciones de estimulación hidráulica en pozos horizontales de largo alcance para desarrollar yacimientos no convencionales, y en tal sentido, no conocemos qué tipo de aditivos químicos se requerirán.

No obstante, y en concordancia con lo mostrado en el numeral 15, muchos de los productos que suelen utilizarse en la estimulación hidráulica hacen parte de los que cotidianamente usamos en nuestros hogares, como lo muestra la siguiente figura:



Es importante señalar que algunos de ellos pueden resultar tóxicos utilizados en altas concentraciones o ante exposiciones prolongadas, razón por la cual existen





MINMINAS

restricciones en la normatividad ambiental en cuanto al almacenamiento, manejo y disposición final de estas sustancias o las que los puedan contener.

18. ¿Se llevan a cabo actividades de supervisión con relación a los productos químicos que son inyectados mediante el Fracking? En caso de ser afirmativa la respuesta, indique ¿Cuál es la entidad competente para efectuar dicha labor de vigilancia?

Sobre este punto es pertinente resaltar que los términos de referencia para la elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) emitidos por parte de la ANLA y acogidos por el MADS a través de la Resolución 0421 del 20 de marzo de 2014, establecen como OBLIGATORIA la entrega de la siguiente información por parte de las empresas interesadas en adelantar operaciones de estimulación hidráulica para la aprobación de la Licencia Ambiental:

"(...)

4. Descripción del Proyecto

4.1 Estimulación hidráulica:

Para la actividad de estimulación hidráulica describir o definir: (...)

- Los componentes químicos que serán potencialmente utilizados en los fluidos de estimulación hidráulica. Esto incluye:
 - Los productos de aditivos químicos en el fluido, incluyendo el nombre bajo el cual el producto ha sido mercadeado o vendido, el proveedor y una descripción del propósito del aditivo (por ejemplo biocida, triturador, inhibidor de corrosión).
 - El nombre común y el número de registro del CAS19 para cada componente químico potencialmente utilizado en el fluido.
 - La concentración estimada de cada aditivo químico, expresado como un porcentaje de masa del volumen total del fluido.
 - Si la identidad de un aditivo químico tiene derecho a la protección de secreto comercial conforme a lo establecido por la ley, el solicitante deberá incluir en el EIA una indicación de que la protección del secreto comercial se ha aplicado y en su lugar informará el nombre de la familia química relevante. En caso que la ANLA requiera mayor información sobre dicho aditivo, solicitará la información para lo cual tomará las medidas necesarias con el fin de evitar su divulgación al público en general. Sin embargo en caso de ocurrir un evento no planeado el solicitante deberá facilitar la

Página 21 de 29



información de manera oportuna a la entidad que lo solicite con fines de diagnóstico clínico o tratamiento médico.

Debido a que los componentes del fluido de estimulación hidráulica podrán variar, estos podrán ser ajustados en el PMA específico del pozo o arreglo de pozos y los componentes utilizados deberán ser reportados en los Informes de Cumplimiento Ambiental.

Sobre los componentes químicos utilizados en la estimulación hidráulica el solicitante deberá mantener actualizada la información sobre riesgos para la salud, información ecotoxicológica (de existir) y concentraciones manejadas, así como la información existente sobre su biodegradabilidad, en una base de datos disponible al público de manera permanente". (Subrayado por fuera de texto)

De conformidad con lo expuesto, es claro que las compañías, de manera previa al otorgamiento de los instrumentos de control ambiental, deberán presentar un listado de los químicos que serán utilizados para las actividades de estimulación hidráulica, así mismo deberán mantener una base de datos de los mismos, disponible al público de manera permanente.

Por lo tanto, todo proyecto que implique este tipo de tecnología para la explotación de YNC deberá tener en cuenta dicho requisito, como parte de la información que será evaluada por las autoridades ambientales en el proceso de licenciamiento ambiental que se adelante para cada uno de ellos.

Vale resaltar a su vez, que las licencias ambientales son actos administrativos que se encuentran sujetos a publicidad por parte de las entidades otorgantes, razón por la cual, el contenido y términos de las mismas son verificables en todo momento por cualquier ciudadano y por lo tanto se puede acceder a dicha información sin ninguna limitante.

19. Cuantos kilómetros de tubería se requieren para la extracción de hidrocarburos en la técnica del Fracking?

Se estima que la profundidad promedio de las formaciones La Luna y Tablazo, rocas generadoras con atributos de roca reservorio, está alrededor de los 10.000 pies (3,048 Kilómetros) en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, área donde se estima existe el mayor potencial de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

20. ¿Cuentan con los estudios pertinentes que indiquen si en las zonas donde se llevaría a cabo el Fracking no hay reservas de agua?

Página 22 de 29



MINMINAS

Seguramente en todas las áreas donde se tiene estimado que se puedan desarrollar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, existen acuíferos que son o pueden ser aprovechables para consumo humano.

Con las medidas adoptadas por las autoridades técnicas y ambientales dentro de los instrumentos de control (reglamentos técnicos, licencias ambientales, permisos, etc.) se busca que las actividades puedan desarrollarse sin deteriorar la calidad del recurso hídrico superficial y/o subterráneo.

21. ¿En caso de que se presente un hecho perjudicial en la ejecución del Fracking, las compañías responsables suspenden dicha práctica o sus actividades siguen su curso habitual?

Para el caso específico de las operaciones de estimulación hidráulica, la Resolución 9 0341 de 2014, en su artículo 14 – Suspensión de actividades de estimulación hidráulica, establece los procedimientos y las acciones a adoptar en el evento de que en el área de las operaciones se presente un evento sísmico:

"El operador deberá suspender las actividades de la operación de estimulación hidráulica en caso que se presente 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 las operaciones sea de dos (2) veces la profundidad del pozo y a una profundidad hipocentral menor de dieciséis (16) km de acuerdo con la información oficial del Servicio Geológico Colombiano, el operador deberá:

- 1. Suspender las operaciones de estimulación hidráulica.*
- 2. Revisar las presiones y volúmenes de estimulación hidráulica y los datos del monitoreo de sismicidad para determinar una correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de estimulación hidráulica.*
- 3. Si se desvirtúa la correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de estimulación hidráulica, el operador podrá reiniciar las actividades de operación de estimulación hidráulica.*
- 4. Si se sospecha una correlación positiva, se deben implementar acciones correctivas y/o preventivas e informar inmediatamente al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y al Servicio Geológico Colombiano.*
- 5. Notificar sobre las acciones correctivas implementadas previo al reinicio de las actividades de operación de estimulación hidráulica.*

Página 23 de 29

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Commutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321



6. *Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas y/o preventivas.*

De igual forma, para operaciones de inyección de agua con fines de disposición final en el subsuelo asociadas a la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, se establecieron otra serie de medidas, no solo cuando pueda existir un evento sísmico en el área de trabajo (aun cuando no exista certeza de que fue generado o tenga relación con la actividad), sino también cuando la operación misma presente anomalías en aspectos como la presión de inyección:

“Artículo 16. Suspensión de actividades de inyección: El operador deberá suspender las actividades de operación de inyección en los siguientes casos:

1. *Cuando se presenten fallas durante las pruebas de integridad se debe realizar un cierre inmediato del pozo, suspender las de operaciones de inyección en dicho pozo hasta tanto se implementen las acciones correctivas correspondientes y notificar dentro de las siguientes veinticuatro (24) horas al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Una vez las acciones correctivas hayan sido implementadas se podrán reanudar las operaciones de inyección en el pozo.*
2. *En pozos inyectoros, si las presiones del anular igualan el 20% del promedio de la presión de inyección el operador debe suspender las operaciones de inyección y notificar dentro de las siguientes veinticuatro (24) horas al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.*
3. *Si se presenta 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 de inyección sea de dos (2) veces la profundidad del pozo y a una profundidad hipocentral menor de dieciséis (16) km de acuerdo con la información oficial del Servicio Geológico Colombiano, el operador deberá:*
 - a. *Suspender las operaciones de inyección.*
 - b. *Revisar las presiones y volúmenes de inyección y el monitoreo de sismicidad para determinar una correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de inyección.*
 - c. *Si se desvirtúa una correlación positiva entre el evento sísmico y la actividad de inyección el operador podrá reiniciar las actividades de inyección.*



MINMINAS

- d. Si se sospecha una correlación positiva se deben implementar acciones correctivas y/o preventivas e informar inmediatamente al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y al Servicio Geológico Colombiano.
- e. Notificar sobre las acciones correctivas implementadas previo al reinicio de las actividades de operación de estimulación hidráulica.
- f. Enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas y/o preventivas."

22. ¿Existe algún hecho o causa que limite el empleo del agua en el proceso de extracción?

La Ley 99 de 1993, por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones, establece que es función de las Corporaciones Autónomas Regionales, otorgar concesiones para el uso de aguas superficiales y subterráneas, y en tal sentido, corresponderá a dichas entidades evaluar y aprobar o rechazar según lo determinen, las solicitudes que presenten las operadoras de los proyectos con las particularidades de cada caso.

Así mismo es importante recordar que como lo señala el Artículo 37° del Decreto 1541 de 1978, por el cual se reglamenta la Parte III del Libro II del Decreto-Ley 2811 de 1974: "De las aguas no marítimas" y parcialmente la Ley 23 de 1973, "El suministro de aguas para satisfacer concesiones está sujeto a la disponibilidad del recurso", razón por la cual las entidades competentes evaluarán en su momento, la oferta y demanda del recurso en el área, teniendo en cuenta que por Ley, "el uso doméstico tendrá siempre prioridad sobre los demás, los usos colectivos sobre los individuales y los de los habitantes de una región sobre los de fuera de ella".

23. En caso de que se compruebe el uso desbordante de agua, ¿qué tipo de sanción o compensación tiene prevista en contra de la compañía que ejecuta el Fracking?

El Capítulo I del Título XI del Decreto 1541 de 1978, establece lo competente a prohibiciones, sanciones, caducidad, control y vigilancia frente a concesiones o permisos de uso de aguas superficiales y subterráneas. Le sugerimos consultar el mencionado Decreto y cualquier inquietud sobre su interpretación o aplicación, dirigirla directamente a las autoridades ambientales competentes.

Página 25 de 29

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co

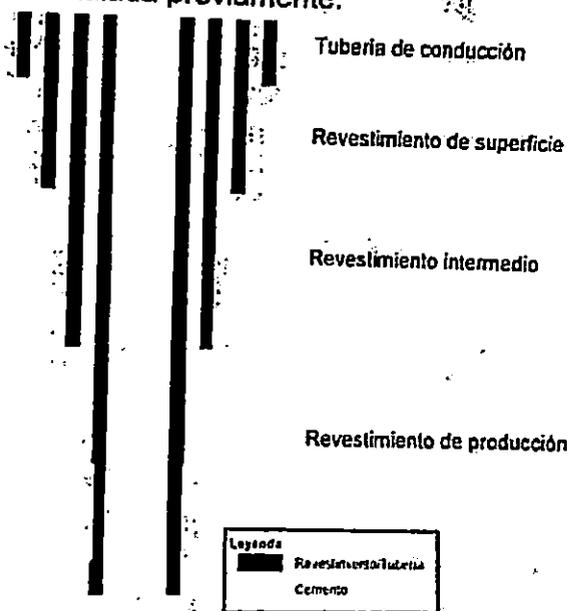




24. ¿Hasta qué nivel de profundidad implementan el uso del Casing en las tuberías para evitar la contaminación de los pozos de agua?

El casing o tubería de revestimiento es una "tubería de acero cementada en su lugar durante el proceso de construcción para estabilizar el pozo. La tubería de revestimiento constituye uno de los componentes estructurales más importantes del pozo y cumple con distintas funciones de envergadura: evitar que la pared de la formación se derrumbe en el interior del pozo, aislar las diferentes formaciones para prevenir el flujo o el flujo cruzado de fluido de formación, y proporcionar un medio seguro de control de los fluidos de formación y la presión a medida que se perfora el pozo"¹.

Durante la construcción de cualquier pozo típico, se desarrollan varios ciclos de perforación, corrida de revestimiento y cementación del revestimiento, hasta alcanzar la profundidad final de pozo. Cada revestimiento va siendo instalado en un diámetro menor al de la tubería instalada previamente:



Suponiendo que su pregunta está relacionada con la protección de acuíferos aprovechables, la precisión frente a la profundidad de instalación debe hacerse frente al revestimiento de superficie, cuyo propósito principal es precisamente ese.

El artículo 11 (Requerimientos de cementación para pozos exploratorios y de desarrollo) de la Resolución 9 0341 de 2014, establece que "El revestimiento

¹ Schlumberger Oilfield Glossary



superficial debe ser sentado hasta una profundidad no menor de ciento cincuenta (150) pies por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo encontrado con base en la información disponible".

25. ¿Esa protección permanece indemne durante todo el proceso de extracción?

Durante la etapa de planeación del pozo, el operador utiliza información obtenida durante pozos stratigráficos (núcleos y fluidos) o de pozos vecinos para su diseño, incluyendo la selección de los materiales adecuados (tuberías, cementos, fluidos) y corrosión.

A pesar de lo anterior, no es posible asegurar que este fenómeno no se presentará, ni que eventos externos como un evento sísmico, ocasionen el deterioro del revestimiento del pozo.

Es importante señalar que la conducción de los fluidos producidos desde el fondo de pozo hasta superficie no suele realizarse por medio del casing, sino a través de una tubería de producción, conducto de menor diámetro al de todos los revestimientos instalados, el cual se constituye en la primera barrera para evitar que los fluidos recuperados migren por fuera del pozo.

Para monitorear el ingreso o salida de fluidos desde o hacia el pozo, se instalan medidores de presión en los espacios entre revestimientos (anulares) o entre el revestimiento y la tubería de producción.

26. Se practicaría alguna actividad de mantenimiento con el fin de preservar el Casing?, ¿Cuál sería la periodicidad con la que se realizaría?

La Resolución 9 0341 de 2014 exige el monitoreo de la integridad mecánica de los pozos de disposición final por lo menos una vez cada tres (3) años. No existen requerimientos de esta naturaleza para los pozos productores.

27. Existe algún incentivo tributario para las compañías que desarrollan las técnicas del Fracking?

Durante el 2011, y en el marco del proceso de reforma al régimen de regalías, el Gobierno Nacional puso de manifiesto su intención de impulsar el desarrollo de los Yacimientos No Convencionales, reduciendo el porcentaje de regalías a pagar por su explotación:

"Con el fin de incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales (gas metano asociado al carbón; gas de esquistos o shale gas; aceite o petróleo de lutitas o más conocido como oil shales o shales oils; arenas bituminosas o tar sands; hidratos de metano y arenas apretadas o tight sands) se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) del porcentaje de participación de regalías equivalentes a la explotación de crudo convencional." (Decreto 4923 de 2011)

Posteriormente, con la Ley 1530 de 2012, por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, y específicamente con el parágrafo primero del artículo 11, se ratificó la intención del ejecutivo de promover la explotación de este tipo de acumulaciones:

"Con el fin de incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales (gas metano asociado al carbón; gas de esquistos o shale gas; aceite o petróleo de lutitas o más conocido como oil shales o shales oils; arenas bituminosas o tar sands; hidratos de metano y arenas apretadas o tight sands) se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) del porcentaje de participación de regalías equivalentes a la explotación de crudo convencional."

28. En la actualidad, ¿Colombia cuenta con los laboratorios especializados acreditados por el IDEAM para la ejecución responsable del Fracking?

Las operaciones de estimulación hidráulica no son conducidas por laboratorios especializados sino por empresas de servicios petroleros. El país cuenta con empresas de servicios competentes y con experiencia en la ejecución de trabajos de estimulación hidráulica.

29. ¿La maquinaria e instrumentación que se emplearía para desarrollar la técnica del Fracking es la misma que se implementó por primera vez en Estados Unidos?

La obtención de petróleo y gas de yacimientos no convencionales no puede realizarse usando tecnologías convencionales. La experiencia a nivel internacional, especialmente la de los Estados Unidos de Norteamérica, país líder en la explotación de yacimientos no convencionales, ha demostrado que el desarrollo de este tipo de acumulaciones requiere de otras tecnologías y técnicas que, combinadas, hacen posible la perforación y terminación de un pozo productivo. Plataformas multipozos, perforación horizontal de largo alcance y estimulación hidráulica podrían sintetizar y generalizar este tipo de desarrollos.



MINMINAS

Ninguna de las anteriores es una herramienta nueva para la industria del petróleo y el gas. La primera experiencia de fracturamiento se remonta a 1947 y el proceso fue aceptado comercialmente en 1950. El primer pozo horizontal fue perforado en los años 30 y su implementación se incrementó hacia el final de la década de los 70.

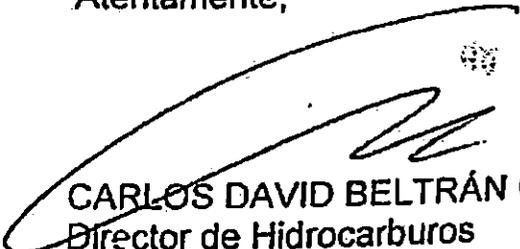
En nuestro país, la estimulación hidráulica se ha aplicado exitosamente desde la década de los 80's en campos con yacimientos convencionales ubicados en las cuencas del Catatumbo (Sardinata), Llanos Orientales (Cusiana y Cupiagua), Putumayo (Orito), Valle Medio (Guando y Cantagallo) y Superior del Magdalena (Yaguará y San Francisco) para optimizar su productividad. La perforación horizontal se utiliza actualmente en campos como Girasol, Jazmín o Moriche ubicados en el Valle Medio del Magdalena y la estrategia de las plataformas multipozos son cada vez más comunes para minimizar la huella ambiental en superficie y en la actualidad es implementada en campos como La Cira Infantas o Rubiales.

Las operaciones de estimulación hidráulica que lleguen a desarrollarse en el país para explotar hidrocarburos en yacimientos no convencionales se harán con equipos existentes en el país, incorporando el conocimiento, las técnicas y prácticas que han permitido efectuar una explotación exitosa y sostenible de este tipo de recursos a nivel mundial.

30. ¿Qué nivel de precisión garantizarían las máquinas empleadas para la técnica de Fracking?

No es claro a qué se refiere con precisión de las máquinas empleadas. El equipo requerido para llevar a cabo una operación de estimulación hidráulica incluye tanques de almacenamiento de fluidos, equipos de transporte de propano, equipo de mezcla, equipo de bombeo y todo el equipo auxiliar como mangueras, tuberías y válvulas.

Atentamente,


CARLOS DAVID BELTRÁN QUINTERO
Director de Hidrocarburos

Elaboró: Manuel Alejandro Montealegre Rojas
Revisó: Carlos David Beltrán Quintero
Aprobó: Carlos David Beltrán Quintero.

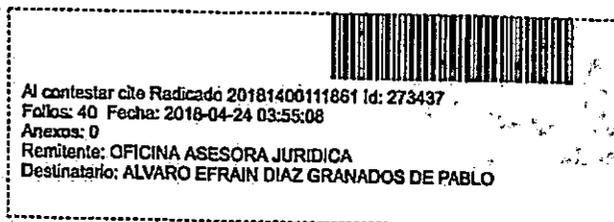
Rad. 2017074933 del 09-11-2017

TRD: 314

Página 29 de 29.

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300





Bogotá D. C.,

Señor
ALVARO DIAZGRANADOS DE PABLO
Calle 28 No. 13 A - 24 Edificio Museo del Parque
Torre Empresarial, Oficina 416
Ciudad.

Asunto: Respuesta a comunicación No. 20186410109522. Id: 266406 del 3 de abril de 2018. Requisito de Procedibilidad Artículo 161 y 144 C.P.A.C.A.

Respetado Señor Diazgranados:

Mediante el presente escrito, damos respuesta a las inquietudes planteadas en el documento del asunto, dentro del plazo establecido en el Artículo 144 de la Ley 1437 de 2011, en los siguientes términos:

1. De la reclamación.

Según el artículo 144 de la Ley 1437 de 2011, que versa sobre la protección de los derechos e intereses colectivos:

“Cualquier persona puede demandar la protección de los derechos e intereses colectivos para lo cual podrá pedir que se adopten las medidas necesarias con el fin de evitar el daño contingente, hacer cesar el peligro, la amenaza, la vulneración o agravio sobre los mismos, o restituir las cosas a su estado anterior cuando fuere posible.

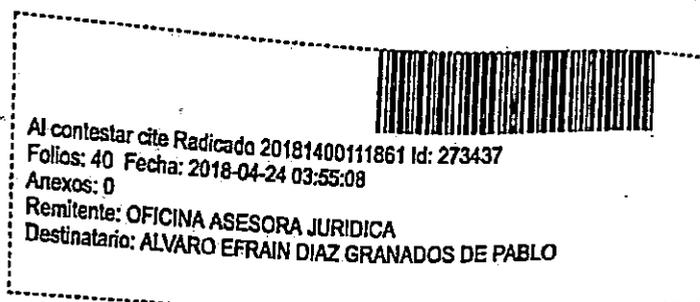
(...).

Antes de presentar la demanda para la protección de los derechos e intereses colectivos, el demandante debe solicitar a la autoridad o al particular en ejercicio de funciones administrativas que adopte las medidas necesarias de protección del derecho o interés colectivo amenazado o violado. Si la autoridad no atiende dicha reclamación dentro de los quince (15) días siguientes a la presentación de la solicitud o se niega a ello, podrá acudir ante el juez. Excepcionalmente, se podrá prescindir de este requisito, cuando exista inminente peligro de ocurrir un perjuicio irremediable en contra de los derechos e intereses colectivos, situación que deberá sustentarse en la demanda.”

En consonancia con lo anterior, el Numeral 4º del Artículo 161 de la Ley 1437 de 2011



Avenida Calle 26 No. 59 – 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura - Bogotá D.C. - Colombia
Teléfono (PBX): (57+1) 593 17 17; www.anh.gov.co - Info@anh.gov.co



estipula:

"ARTÍCULO 161. REQUISITOS PREVIOS PARA DEMANDAR. La presentación de la demanda se someterá al cumplimiento de requisitos previos en los siguientes casos:

(...).

4. Cuando se pretenda la protección de derechos e intereses colectivos se deberá efectuar la reclamación prevista en el artículo 144 de este Código."

Con base en las citadas disposiciones, el señor ALVARO EFRAÍN DIAZGRANADOS radicó la comunicación No. 20186410109522 Id: 266406 del 3 de abril de 2018 ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos, con el fin de agotar, a través de la misma, el requisito de procedibilidad anteriormente señalado, previo a la presentación de una Acción Popular.

De manera concreta, su petición se refiere a lo siguiente:

"Con fundamento en el principio de precaución y en atención a la efectiva protección de los derechos colectivos A.) Al goce de un medio ambiente sano, y B.) A la existencia del equilibrio ecológico y el manejo y aprovechamiento racional de los recursos naturales para garantizar su desarrollo sostenible, (...). La conservación de las especies animales y vegetales, la protección de áreas de especial importancia ecológica (...), así como los demás intereses de la comunidad relacionados con la preservación y restauración del medio ambiente, solicito:

1.- *Se impida el ejercicio de la práctica del Fracking, dadas las consecuencias y efectos anteriormente explicados."*

Como hechos que sirven de fundamento a esta reclamación, se encuentran los siguientes:

"1. La Contraloría Delegada para el Medio Ambiente de la Contraloría General de la República, (...) emitió FUNCIÓN DE ADVERTENCIA el 7 de septiembre de 2012 (...) denominada "PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN Y DESARROLLO SOSTENIBLE, POSIBLES RIESGOS, HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES" por los posibles riesgos ambientales relacionados con la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales (...).

2. La función de Advertencia fue comunicada al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (...), al Ministerio de Minas y Energía (...), a la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (sic) (...) y (...) a la Agencia Nacional de Hidrocarburos mediante radicado 2012EE0060899 (...) del 7 de septiembre de 2012.

(...).

6. Como consecuencia de las falencias indicadas dentro de la Función de Advertencia por



Al contestar cite Radicad  20181400111861 Id: 273437
Folios: 40 Fecha: 2018-04-24 03:55:08
Anexos: 0
Remitente: OFICINA ASESORA JURIDICA
Destinatario: ALVARO EFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO

parte de la Contraloría General de la República, las entidades requeridas plantearon un plan estratégico para la implementación de la técnica del fracturamiento, (...) que denominaron "Programa de Gestión del Conocimiento".

Con base en esta experiencia se realizó toda la reglamentación para implementar el FRACKING de manera homogénea en Colombia (...).

7. (...) concluyó la CGR, que las entidades vinculadas "no cuentan con suficiente información geológica propia sobre aguas subterneas, neotectónica y sobre ecosistemas posiblemente afectados por esta técnica."

8. En vista del concepto emitido por la Contraloría General de la Nación (sic), el día nueve (9) de noviembre de 2017 se radicó ante (...) la Agencia Nacional de Hidrocarburos (...) derecho de petición relacionado con el proceso de Fracturamiento Hidráulico, para así conocer en qué estado se encuentra dicha práctica en nuestro país y los efectos que pueden generarse en el ambiente."

2. Estudios realizados para la implementación de Contratos para YNC.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, en cumplimiento de sus funciones legales establecidas en el Decreto 1437 de 2011 y el Decreto 714 de 2012, ha venido desplegando las gestiones que corresponden a la materialización de la política del Estado Colombiano respecto de la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, para lo cual y en cumplimiento de la estrategia planteada como respuesta a la Función de Advertencia de la Contraloría General de la República del año 2012, relacionada con estas actividades, ha gestionado estudios tendientes a evaluar las condiciones geológicas de las áreas en las cuales se ha identificado vocación para la exploración y explotación de hidrocarburos a través de metodologías no convencionales, de tal forma que, como ya se le había informado en respuesta identificada con radicado 20175010289101 Id:234120 del 12 de diciembre de 2017, se han suscrito los siguientes convenios con el Servicio Geológico Colombiano - SGC:

a. Convenio 060 de 2014, cuyo objeto fue "Aunar esfuerzos técnicos, financieros, y administrativos para llevar a cabo el levantamiento de información de sismicidad e información geológica estructural, que permita generar el mapa sismotectónico en el sector del Valle Medio del Magdalena, comprendido por las Planchas números 75, 85, 96 y 108 (nomenclatura IGAC escala 1:100.000), en donde se proyecta realizar actividades de E&P de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.", del cual se obtuvieron los siguientes productos:

1. El desarrollo de un mapa tectónico de la región comprendida por las planchas 75,

- 85, 96 y 108 (IGAC).
- II. La instalación de cuatro (4) estaciones sismológicas triaxiales.
 - III. La revisión de sismicidad regional de la Red Sismológica Nacional de Colombia y la obtenida con la red instalada en 2014.
 - IV. La elaboración de un mapa sismo-tectónico.
- b. Convenio 261 de 2015, cuyo objeto fue *"Aunar esfuerzos técnicos, financieros y administrativos para efectuar la adquisición de datos sismológicos, procesamiento y análisis de la actividad sísmica y levantar información tectónica que permita actualizar el mapa sismo tectónico en las áreas donde se realizarán actividades de E&P de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales."*

En este Convenio se amplió el área de estudio que se hizo en el año 2014, incluyendo las planchas ubicadas al norte, al este y al sur, para tener una cobertura de todo el norte de la cuenca del VMM. Adicionalmente, se incluyeron 4 planchas que cobijan el área de la Loma Cesar. Se instalaron cinco (5) estaciones sismológicas adicionales en el VMM y cinco (5) estaciones en el sector de la Loma. Los productos obtenidos fueron:

- I. Plan operativo y Cronograma de ejecución.
 - II. Formatos de Mantenimiento de estaciones sismológicas.
 - III. Catálogo de sismos registrados. Servicio web.
 - IV. Primera versión (Versión 0.0) de un Protocolo de Alerta Temprana para la alerta o suspensión de actividades de estimulación hidráulica e inyección vinculadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, relacionada con el monitoreo de la actividad sísmica en las áreas donde se realizan estas actividades.
 - V. Mapas tectónicos sectores VMM-Norte y La Loma.
 - VI. Mapas Sismotectónicos sectores VMM-Norte y La Loma.
 - VII. Informe final.
- c. Convenio 194 de 2016 con el objeto de *"Aunar esfuerzos técnicos, financieros administrativos para efectuar la adquisición de datos sismológicos, procesamiento y análisis de la actividad sísmica y levantar información tectónica que permita generar un modelo de Evolución Tectónico – Estructural en las áreas donde se realizarán actividades de E&P de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales."* Como resultado se generaron los siguientes productos:
- I. Mantenimiento a las 14 estaciones sismológicas regionales, instaladas en los sectores del Centro – Norte del valle Medio del Magdalena y La Loma - Cesar.
 - II. Catálogo de sismos registrados con las estaciones sismológicas antes mencionadas, entre los meses de enero y septiembre de 2016, disponibles a través de un servicio web para la ANH.

- III. Boletines de monitoreo y procesamiento de la información sismológica, cuando los cambios en la actividad sísmica en estas áreas lo ameriten, según los protocolos de la Red Sismológica Nacional, o cuando la ANH y/o el Ministerio de Minas y Energía, lo soliciten.
- IV. Versión 1.0 del "protocolo de alerta temprana", para la alerta o suspensión de actividades de estimulación hidráulica e inyección vinculadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, relacionada con el monitoreo de la actividad sísmica en las áreas donde se realizan estas actividades, el cual será aprobado por el Comité de Coordinación.
- V. Modelo geométrico 3D de la estratigrafía y las estructuras más significativas para formular la Evolución Tectónico-Estructural en el sector norte del Valle Medio del Magdalena.
- VI. Mapas tectónico y sismotectónico actualizados, del sector del Norte del Valle Medio del Magdalena y de la Loma Cesar.

Por lo señalado, es claro que la implementación de la política de suscripción y desarrollo de Contratos para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, se ha realizado de manera responsable, previendo la conservación de las condiciones geológicas de las áreas que puedan llegar a tener intervención con actividades de exploración y explotación de hidrocarburos de este tipo de yacimientos, de tal forma que dichas operaciones se efectúen sosteniblemente; es decir, cumpliendo sus objetivos primarios que responden al incremento de la producción de hidrocarburos para el país, garantizando al mismo tiempo tanto un desarrollo técnico de las operaciones, como un adecuado manejo ambiental de las áreas intervenidas.

3. Reglamentación vigente.

Con base en el "Programa de Gestión del Conocimiento" mencionado en la reclamación a la que se está dando respuesta, fue generada la normatividad técnica y ambiental relacionada con el aprovechamiento de los yacimientos no convencionales, tal como le fue informado al reclamante mediante comunicación 20175010289101 Id: 234120 del 12 de diciembre de 2012, por medio de la cual la ANH dio contestación a un derecho de petición presentado por el mismo.

En relación con dicho programa, se considera relevante citar los siguientes extractos contenidos en la comunicación 20175010289101 Id: 234120 del 12 de diciembre de 2012:

"(...) el Programa de Gestión del Conocimiento (PGC) no se realizó en Estados Unidos, se realizó en Colombia, donde el MME y la ANH en conjunto con el MADS y la ANLA, definieron y desarrollaron un cronograma de trabajo a partir de 2012 enfocado en los siguientes puntos:

- i) *Análisis de la normatividad para enfrentar la evaluación y seguimiento de los desarrollos*

- No Convencionales;
- ii) Elaboración de los términos de referencia para los Estudios de Impacto Ambiental para proyectos no convencionales (tarea asignada al MADS en el marco de sus competencias);
 - iii) Elaboración de insumos para establecer la normatividad requerida para proyectos de no convencionales;
 - iv) Desarrollo de estándares de desempeño;
 - v) Levantamiento de línea base en las regiones donde se tiene pensado realizar actividades de E&P en yacimientos no convencionales.

El mencionado programa se desarrolló como parte del fortalecimiento institucional de carácter técnico, en conjunto con las entidades arriba citadas, con el fin de incluir la adquisición sistemática de conocimiento y el desarrollo de competencias al interior del sector para robustecer y preservar la experticia sobre temas específicos.

El PGC se apoyó eminentemente en el mejor conocimiento disponible a nivel global sobre los temas asociados a los retos ambientales y sociales de las actividades prioritarias. El mejor conocimiento disponible que se encuentra en entidades de tipo académico, consultoría, regulatorio e industrial.

Si bien el conocimiento de las experiencias y lecciones aprendidas que se tengan en otros países es indispensable para la planeación de las actividades de E&P relacionadas con los temas prioritarios de la ANH, se reconoce que los retos ambientales y sociales son específicos para cada región en Colombia donde se vayan a hacer este tipo de desarrollos. Por tanto, el PGC incluye generar conocimiento específico sobre cada una de las regiones y así mismo definir líneas de investigación que permitan probar hipótesis científicas que den luces sobre los retos, impactos y medidas de mitigación."

Con base en las conclusiones obtenidas mediante este programa, se adoptó la normatividad técnica y ambiental relacionada con el aprovechamiento de los yacimientos no convencionales, la cual puede identificarse así:

- a) Resolución 180742 de 2012 del Ministerio de Minas y Energía, "Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales."

Esta Resolución fue derogada - excepto los Artículos 18 y 19 - por el Artículo 19 de la Resolución 90341 de 2014, "Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales."

- b) Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013 [del Ministerio de Minas y Energía], "Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales."

Al contestar cite Radicado 2018140011861 Id: 273437
Folios: 40 Fecha: 2018-04-24 03:55:08
Anexos: 0
Remitente: OFICINA ASESORA JURIDICA
Destinatario: ALVARO EFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO

c) Resolución No. 0421 del 20 de marzo de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, "Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones."

Mediante esta Resolución, el MADS adoptó los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, incluyendo en su Anexo 3 de manera específica, los términos de referencia y requerimientos complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales.

Respecto de dicho Anexo, es importante resaltar que la razón para establecer términos de referencia y requerimientos adicionales para la actividad de exploración de hidrocarburos en YNC, se fundamenta en las particularidades propias de dicha actividad, que ameritan un tratamiento y análisis especial con énfasis en las medidas de manejo y mitigación de potenciales impactos y riesgos ambientales y sociales.

En consecuencia, frente a estos términos de referencia es importante resaltar los siguientes aspectos:

- En cuanto a la descripción del proyecto, esta incluye dos tópicos a saber: i) estimulación hidráulica y ii) planta de tratamiento de fluido de retorno o agua producida.
- En cuanto a la caracterización del área de influencia del proyecto, se involucra la descripción del medio abiótico, que a su vez reúne los siguientes factores: i) geología, ii) calidad de agua subterránea, iii) calidad del aire, iv) ruido y v) radioactividad natural.
- En el capítulo de demanda, uso, aprovechamiento y/o afectación de recursos naturales, se establecen lineamientos en torno a los siguientes aspectos: i) vertimientos, ii) disposición final de aguas en suelos, y iii) gestión de aguas de producción y formación a través de reinyección.
- Finalmente se señala que deberán incluirse tanto en el Plan de Manejo Ambiental (de manera genérica) y detallar en los Planes de Manejo Ambiental específicos, entre las medidas de manejo propuestas, las siguientes:
 - a) Uso de aguas.
 - b) Aguas superficiales.
 - c) Aguas subterráneas.

- d) Pozos inyectores y aguas subterráneas.
- e) Emisiones atmosféricas y calidad del aire.
- f) Ruido.
- g) Estimulación hidráulica y manejo de fluido de retorno y agua producida.
- h) Medidas adicionales para el manejo de fluido de retorno.
- i) Medidas de socialización,
- j) Plan de contingencias.
- k) Plan de desmantelamiento y abandono.

Los términos de referencia de explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales del MADS se encuentran en construcción desde finales del año 2014, tiempo que ha propiciado la participación de diferentes entidades y actores, en espacios técnicos de discusión.

d) Acuerdo número 03 del 26 de marzo de 2014 expedido por la ANH "Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias."

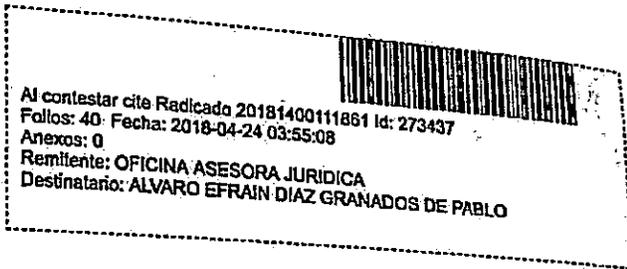
Como desarrollo del Acuerdo 03 de 2014, la ANH expidió el documento denominado "Términos Particulares" para la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de Yacimientos No Convencionales.

Dichos términos establecieron entre otros aspectos, condiciones de capacidad para las compañías interesadas en estos proyectos, incluyendo de manera relevante lo relacionado con la acreditación de la capacidad medioambiental de los operadores, en los siguientes términos:

"El solicitante individual o el Operador en casos de solicitantes Plurales, que aspire a desarrollar Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos, debe demostrar haber implantado y puesto en ejecución sistemas de gestión ambiental para el seguimiento y la medición de las operaciones, y para el desarrollo de las actividades que puedan tener impacto en los recursos naturales y el ambiente.

Tal demostración puede tener lugar mediante certificación ISO 14001, u otra equivalente.

De no contar con certificaciones en la materia reseñada, debe presentarse documento que contenga la política y el sistema de gestión ambiental corporativo efectivamente implantados y en ejecución, suscrito por el representante legal y el revisor fiscal, auditor externo o interno.



(Controller), o quien haga sus veces, sin perjuicio de asumir la obligación de obtener certificación en materia ambiental, dentro de los dos (2) primeros años de la ejecución del correspondiente Contrato Adicional.

La minuta de Contrato Adicional contendrá estipulación en materia de responsabilidad ambiental, que imponga al Contratista emplear la mayor diligencia y el más estricto cuidado en la protección del medio ambiente y de los recursos naturales, así como sujetarse en un todo a la normatividad aplicable en esas materias, con arreglo a las mejores prácticas de la Industria del Petróleo. Para el efecto, aquel debe adoptar y ejecutar planes de contingencia específicos destinados a atender emergencias, prevenir, mitigar y reparar todos los daños y perjuicios que puedan ocasionarse por acción u omisión suya, de sus administradores, empleados, trabajadores, contratistas, agentes y representantes, en el desarrollo de las actividades de su cargo, de la manera más eficiente y oportuna.

Para emprender actividades sujetas al otorgamiento de licencias, permisos, concesiones o autorizaciones ambientales, el Contratista debe iniciar todas las actuaciones, trámites y diligencias requeridos para el efecto, ante las autoridades competentes, a más tardar, noventa (90) días calendario antes de la fecha programada en el respectivo Plan de Exploración para dar comienzo a cualquier actividad sometida a dicho requisito.

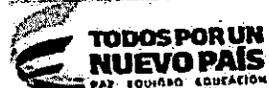
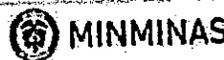
Siempre que alguna actividad requiera permisos, autorizaciones, concesiones o licencias ambientales, el Contratista se abstendrá de realizarla hasta tanto los obtenga. Sin la aprobación de los estudios de impacto ambiental y la expedición de las licencias ambientales correspondientes, en su caso, o la satisfacción de cualquier otro requisito en esta materia, el Contratista no podrá acometer la actividad de que se trate.

Eventuales sanciones y medidas preventivas de la autoridad ambiental competente en contra del Contratista, por insatisfacción de obligaciones ambientales a su cargo, son causal de terminación del Contrato con la ANH por incumplimiento, siempre que como resultado de las mismas resulte afectado el desarrollo oportuno, eficaz y eficiente de las prestaciones y compromisos materia de aquel."

e) Resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2014 expedida por el Ministerio de Minas y Energía "Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales."

Conforme esta Resolución se previeron las siguientes medidas en orden a proteger las fuentes hídricas en desarrollo de las operaciones:

- Estableció una distancia mínima del fondo de los acuíferos aprovechables para consumo humano de aproximadamente 500 m (mínimo 5 veces el radio de fractura). Se estima que los yacimientos no convencionales se encuentran entre los 1500 y los 2400 m de profundidad en Colombia, a más de 1000 m de donde se encuentran más comúnmente los acuíferos aprovechables para consumo humano. No obstante, si se encontrara un acuífero aprovechable para consumo humano,



- por debajo de esta profundidad, de igual manera la distancia mínima para hacer la estimulación es a 5 veces el radio de fractura (aprox. 500 m).
- Estos 500 metros se cuentan a partir del fondo del acuífero aprovechable más profundo encontrado. Por lo tanto, cualquier pozo de agua utilizado para consumo o usos agrícolas o productivos, se encuentran ampliamente protegidos con esta restricción debido a que los riesgos de la estimulación están en el subsuelo.
 - Adicionalmente se estableció que no es posible realizar operaciones de estimulación hidráulica en pozos que se encuentren a menos de 200 metros de distancia en superficie de un pozo de agua construido con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario u otras actividades de subsistencia.
 - Antes de empezar las operaciones se debe presentar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y al Servicio Geológico Colombiano un informe detallado de trabajos a realizarse que debe incluir:
(...) d. un mapa que incluya:
 - i. La ubicación de los pozos construidos de agua utilizada por la comunidad con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario, u otras actividades de subsistencia y pozos de hidrocarburos dentro de una distancia equivalente a tres (3) veces el radio de estimulación hidráulica.
 - ii. Información sobre cada uno de esos pozos, la profundidad del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo en el área, detalles de construcción del hueco de perforación (well bore) y si los pozos están todavía activos o en estado de abandono.
 - (...) iv. Cualquier evidencia histórica de sismicidad dentro de 16 km del pozo de exploración o explotación propuesto.
 - v. La instrumentación sismológica instalada presente que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo o arreglo de pozos.
 - e. Línea base de sismicidad del área que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo o arreglo de pozos, con información existente.
 - f. Basado en la información anterior se debe incorporar un análisis de riesgos que contenga:
 - i. El riesgo de intercomunicación de pozos.
 - ii. El riesgo de migración de fluidos.
 - iii. El riesgo de generar sismicidad desencadenada.
 - g. Con base en el análisis de riesgos diseñar un plan de mitigación de los riesgos identificados.

La Resolución prevé adicionalmente:

i) Mecanismos de monitoreo en desarrollo de las operaciones, dentro de los cuales precisa que a criterio del Servicio Geológico Colombiano, cuando no se cuente con una red lo suficientemente adecuada para detectar sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción, se realizará un monitoreo de sismicidad de acuerdo con las especificaciones que establezca el Servicio Geológico Colombiano,



ii) Suspensión de las operaciones en caso de que se presenten eventos sísmicos cercanos a la operación y establece las medidas que debe tomar el operador para mitigar riesgos,

iii) La solicitud de permiso de perforación de pozos inyectores, deberá acompañarse de soportes que demuestren que la formación geológica objetivo cuente con características geológicas que restrinjan la migración de fluidos hacia acuíferos aprovechables para consumo humano. Se debe incluir un área de revisión de 3.2. km del pozo inyector en el cual se incluyan la ubicación y profundidad de los pozos construidos de agua utilizada por la comunidad y la ubicación y profundidad de los pozos de hidrocarburos con su estado,

iv) Antes del inicio de las operaciones de inyección, debe verificarse la integridad mecánica del pozo para asegurar que no existen fugas, dichos resultados deben ser remitidos a la autoridad de fiscalización para su aprobación,

v) se establece la obligación para los operadores de informar de sus actividades con antelación no inferior a 72 horas, con el fin de que las autoridades en materia de fiscalización de operaciones y en algunos casos el Servicio Geológico Colombiano, realicen las inspecciones respectivas tanto para los pozos inyectores como para los de exploración y producción, y

vi) Se exige la disposición de materiales radioactivos de origen natural conforme a la norma técnica aplicable (Resolución 18.0005 de 2010), o la norma que la modifique; así mismo se exige para los casos en que haya que transportarlos, igualmente en aplicación de norma técnica (Resolución 18.1682 de 2005) o norma que la modifique.

f) Resolución D-149 del 23 de marzo de 2017 del Servicio Geológico Colombiano (SGC) "Por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción en yacimientos no convencionales."

De los considerandos de esta Resolución, se considera de importancia citar los siguientes:

"Que la Resolución número 90341 del 27 de marzo de 2014 del Ministerio de Minas y Energía establece los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, incluyendo aquellos relacionados con la información geológica y el monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de yacimientos no convencionales;

Que el artículo 13 de la citada Resolución número 90341 del 27 de marzo de 2014, asigna al operador la obligación de efectuar durante el desarrollo de operaciones para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales el monitoreo, entre otros, de

sismicidad, de acuerdo con las especificaciones que establezca el Servicio Geológico Colombiano; cuando no se cuente con una red lo suficientemente adecuada cerca a los pozos de exploración y/o producción;

Que el artículo 15 de la Resolución número 90341 del 27 de marzo de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, asigna al operador la obligación de efectuar durante el desarrollo de operaciones para los pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción, el deber de efectuar el monitoreo, entre otros, de sismicidad, de acuerdo con las especificaciones que establezca el Servicio Geológico Colombiano para tal fin, cuando no se cuente con una red lo suficientemente adecuada cerca a los pozos de inyección;

Que en el país no se cuenta con una red suficientemente adecuada para detectar la sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de yacimientos no convencionales y de pozos inyectores de fluido de retorno y agua de producción, en tanto la cobertura de las redes existentes resulta insuficiente para satisfacer las necesidades de dicho monitoreo, por lo que resulta necesario que el Servicio Geológico Colombiano, en cumplimiento de sus funciones legales y reglamentarias, defina las especificaciones técnicas que garanticen el adecuado monitoreo de sismicidad teniendo en cuenta las normas técnicas aplicables y las mejores prácticas del sector;

(...).

Es así como en el Artículo 1º de esta Resolución, se definió que su objeto consiste en:

"(...) determinar las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Los operadores deberán cumplir con las especificaciones técnicas previstas en el Anexo de esta resolución para el monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de yacimientos no convencionales al que se refieren los artículos 13 y 15 de la Resolución número 90341 del 27 de marzo de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, o las normas que los modifiquen."

g) Acuerdo 02 de 2017 del Consejo Directivo de la ANH, el cual incorpora en su Capítulo Octavo las condiciones contractuales especiales para el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos en rocas generadoras o los demás yacimientos definidos en el artículo 1 del Decreto 3004 de 2013 (yacimientos no convencionales), encontrándose adicionalmente a lo largo del mismo, diversas disposiciones que se refieren a este tipo de yacimientos.

El Acuerdo 2 de 2017 sustituyó el Acuerdo 4 de 2012 y sus modificaciones o adiciones, adoptadas, entre otros, mediante el Acuerdo 3 de 2014 relacionado previamente en este recuento normativo.

h) En materia de reglamentación de desarrollo de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, también debe mencionarse el Decreto No. 050 de 2018, por el cual se

Al contestar cite Radicado 20181400111861Id: 273437
Folios: 40 Fecha: 2018-04-24 03:55:08
Anexos: 0
Remitente: OFICINA ASESORA JURIDICA
Destinatario: ALVARO EFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO

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 (CARMAC), el Ordenamiento del Recurso Hídrico y Vertimientos y se dictan otras disposiciones, en el cual se precisó en su artículo 2.2.3.3.4.9. parágrafo 3, lo siguiente:

“Parágrafo 3. Para la actividad de exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos YNCH, no se admite el vertimiento al suelo del agua de producción de que trata el presente artículo.”

Así mismo, en el Artículo 2.2.3.3.4.1.14. se previó lo siguiente:

“Artículo 2.2.3.3.4.14. Plan de Contingencia para el Manejo de Derrames Hidrocarburos o Sustancias Nocivas. Los usuarios que exploren, exploten, manufacturen, refinen, transformen, procesen, transporten o almacenen hidrocarburos o sustancias nocivas para la salud y para los recursos hidrobiológicos, deberán estar provistos de un plan de contingencia para el manejo de derrames.

Parágrafo 1: Los usuarios de actividades sujetas a licenciamiento ambiental o Plan de Manejo Ambiental, deberán presentar dentro del Estudio de Impacto Ambiental el Plan de contingencias para el manejo de derrames de acuerdo con los términos de referencia expedidos para el proceso de licenciamiento por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.”

A continuación, se muestran los avances de Colombia en materia de reglamentación para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, frente a los desarrollos normativos de otros países en donde se llevan a cabo este tipo de operaciones:

Al contestar cite Radicado 20181400111861 Id: 273437
 Folios: 40 Fecha: 2018-04-24 03:55:08
 Anexos: 0
 Remitente: OFICINA ASESORA JURIDICA
 Destinatario: ALVARO EFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO

Regulación Robusta

Algunos ejemplos:

Requerimientos	Alberta, Canadá	British Columbia, Canadá	Federal EEUU (BLM/EPA)	Colorado	Nuevo Mexico	California	Texas	Pensilvania	Colombia
Estimulación Hidráulica									
Integridad de Pozos									
Distancias mínimas de fractura a acuíferos	X								X
Línea base de sismicidad									X
Monitoreo NORM ² (Naturally Occurring Radioact. materials)		X					X		X
Prohibición vertimientos a cuerpos de agua			X						X
Línea base estudios Aguas subterráneas									X

Fuente: Ana Cristina Sánchez, Ministerio de Minas y Ministerio del Medio Ambiente (2013).
 Risks, Rewards and Regulation of Unconventional Gas A Global Perspective, Cambridge University Press (2017)
 1. Especificaciones de la cementación de revestimientos, CBL, Pruebas de Integridad y de presión de los revestimientos, Monitoreo de presión en los revestimientos.
 2. NORM: Materiales Radioactivos que Ocurren Naturalmente.

16

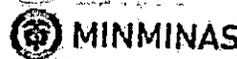
En file:///X:/Bases%20de%20Datos%20Misionales/Contratos%20Costa%20Afuera%20v%20YNC/YNC/Presentaciones/ComisiónV_DebateYNC/20170503v1/ICE.PDF

Frente al concierto internacional, Colombia se ha estado preparando de la mejor manera para afrontar el reto de explorar y explotar hidrocarburos en YNC de manera responsable y sostenible, en aras de garantizar la autosuficiencia energética del país y mantener el nivel de ingresos fiscales derivados de esta industria.

4. Contratos autorizados, se ha hecho o no fracturamiento hidráulico.

Actualmente la ANH tiene suscritos los siguientes contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en YNC:

CONTRATO	PROCESO COMPETITIVO	OPERADOR	ESTADO
CCR-02	RONDA COLOMBIA 2012	ECOPETROL S.A. (50%)	En trámite de Terminación
VMM-25	RONDA COLOMBIA 2012	ECOPETROL S.A. (50%)	En trámite de Terminación
CAT-3	RONDA COLOMBIA 2012	ECOPETROL S.A. (100%)	En trámite de Terminación
VMM-16	RONDA COLOMBIA 2012	ECOPETROL S.A. (100%)	En trámite de Terminación
VMM-5	RONDA COLOMBIA 2012	ECOPETROL S.A. (100%)	En Ejecución Normal
CR-2	CONTRATACIÓN DIRECTA 2016	DRUMMOND 100%	En Ejecución Normal
CR-3	CONTRATACIÓN DIRECTA 2016	DRUMMOND 100%	En Ejecución Normal
CR-4	CONTRATACIÓN DIRECTA 2016	DRUMMOND 100%	En Ejecución Normal



Avenida Calle 26 No. 59 - 65 Piso 2, Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura - Bogotá D.C. - Colombia
 Teléfono (PBX): (57+1) 593 17 17, www.anh.gov.co - info@anh.gov.co

Al contestar cite Radicado 20181400111861 Id: 273437
 Folios: 40 Fecha: 2018-04-24 03:55:08
 Anexos: 0
 Remitente: OFICINA ASESORA JURIDICA
 Destinatario: ALVARO EFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO

LA LOMA ADICIONAL	CONTRATACIÓN DIRECTA 2016	DRUMMOND 100%	En Evaluación
VMM-09	RONDA COLOMBIA 2014	FAREX RESOURCES (100 %)	En Ejecución Normal
VMM-3 ADICIONAL	CONTRATACION ADICIONAL DIRECTA 2015	CONCOPHILLIPS (80 %)	En Ejecución Normal
LA LOMA	CONTRATACIÓN DIRECTA 2004	DRUMMOND 100%	Producción
VMM-2 ADICIONAL	MINIRONDA 2008	CONCOPHILLIPS (80 %)	En Ejecución Normal

En los contratos suscritos desde 2012 para YNC, a la fecha ninguno se encuentra en periodo de producción.

5. Responsabilidad en los Contratos para la Exploración y Explotación de hidrocarburos en YNC.

La reglamentación que ha emitido la ANH para la adjudicación y administración de los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos (en yacimientos convencionales y no convencionales), se fundamenta de manera primordial en el establecimiento y la constatación de las capacidades jurídicas, técnicas, financieras, medio ambientales y de responsabilidad social empresarial de los contratistas, así como en las premisas de la autonomía y responsabilidad de éstos en la realización de las operaciones técnicas que materializan el desarrollo de los Contratos y la exigencia de garantías que cubran los potenciales riesgos derivados de la ejecución de los mismos.

Desde el proceso competitivo para asignación de Contratos Ronda Colombia 2012, se regularon aspectos esenciales que viabilizaron la suscripción de Contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales YNC.

Así las cosas, en los términos de referencia de la Ronda enunciada, se regularon capacidades y programas exploratorios diferenciados para los diferentes tipos de áreas y de yacimientos, incluyendo áreas para la exploración y explotación de YNC, obedeciendo a las particularidades de dicha categoría en el desarrollo de los proyectos.

Ahora bien, es de especial importancia señalar lo regulado a través del Acuerdo 03 de 2014, por el cual se adicionó el Acuerdo 04 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias, en donde se establecieron conforme la envergadura de los proyectos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, condiciones de capacidad superiores a las establecidas para el caso de los convencionales; así mismo, se incorporó la exigencia de un seguro de responsabilidad civil extracontractual, las condiciones técnicas aplicables y las condiciones ambientales en los siguientes términos:



127

Artículo 52.- Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual: El monto asegurado de la póliza de responsabilidad civil extracontractual a cargo del Contratista, en lo que corresponde a la ejecución de las actividades de exploración y producción de Hidrocarburos provenientes de Yacimientos No Convencionales será de treinta millones de dólares estadounidenses (USD30.000.000) del año 2012, y su vigencia por periodos de dieciocho (18) meses.

El valor de este seguro se ajustará para cada período subsiguiente de dieciocho (18) meses, con el porcentaje de variación del Índice de Precios al Productor -PPI-, publicado por el Departamento del Trabajo de los Estados Unidos, para los dieciocho (18) meses anteriores al día de otorgamiento o de la extensión precedente.

Artículo 53.- Condiciones Técnicas: Las actividades de exploración y producción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales deben desarrollarse con arreglo a los procedimientos técnicos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución No. 18 0742 del 16 de mayo de 2012, y, derogada esta, con sujeción al Decreto 3004 de 2013; expedido con fundamento en el artículo 13 de la Ley 1530 de 2012, y en las disposiciones que expida el Ministerio de Minas y Energía en desarrollo de dicho Decreto, o en las normas que los modifiquen, adicionen o complementen.

Artículo 54.- Condiciones Ambientales: Las actividades de exploración y producción de Hidrocarburos provenientes de Yacimientos No Convencionales han de desarrollarse con sujeción a los requisitos, en los términos, con las restricciones y en consonancia con las normas en materia de protección, conservación, sustitución o restauración del medio ambiente y de los recursos naturales, adoptadas por las autoridades competentes para esos efectos.

Cualquier porción del Área asignada que corresponda total o parcialmente a zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad competente, comporta para el Contratista el compromiso irrevocable de respetar en su integridad las prohibiciones, condiciones y/o reglas a que estén sometidas o se sometan dichas zonas, superficies o extensiones, así como de cumplir las obligaciones y requisitos derivados de tal condición, con arreglo al régimen jurídico y al respectivo Contrato. Queda entendido que la ANH no asume responsabilidad alguna por los anteriores conceptos.

La reducción del Área por razón de cualquier disposición normativa de obligatorio cumplimiento no genera tampoco responsabilidad de la ANH, ni se considera como desacuerdo entre las partes, por lo que no se someterá a arbitraje."

Como ya se mencionó la ANH emitió los "Términos particulares" para YNC en desarrollo del Acuerdo 03 de 2014, que en líneas anteriores se expuso.

Ahora bien, dentro del clausulado de los Contratos para la exploración y explotación de

hidrocarburos para YNC aprobados por el Consejo Directivo, se han incluido entre otras, las siguientes previsiones:

***RESPONSABILIDADES DEL CONTRATISTA:** Además de las responsabilidades señaladas en la ley, el resto del contrato y en los Términos de Referencia, EL CONTRATISTA asumirá, por su propia cuenta y riesgo, entre otras, las siguientes responsabilidades:

(...)

51.2 Responsabilidad derivada de las operaciones: EL CONTRATISTA llevará a cabo las operaciones materia de este contrato de manera profesional, diligente, responsable, eficiente y adecuada legal, técnica y económicamente. Se asegurará de que todos sus subcontratistas cumplan los términos establecidos en este contrato, en las leyes colombianas y las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo.

EL CONTRATISTA será el único responsable por los daños, sanciones y pérdidas que cause con ocasión de las actividades y operaciones derivadas de este contrato, incluso aquellos causados por sus subcontratistas.

Cuando EL CONTRATISTA subcontrate, las obras y servicios subcontratados serán ejecutados a su nombre y por su cuenta y riesgo, en razón de lo cual EL CONTRATISTA mantendrá su responsabilidad directa por todas las obligaciones establecidas en el subcontrato y derivadas del mismo, de las cuales no podrá exonerarse en razón de las subcontrataciones.

LA ANH no asumirá responsabilidad alguna por daños, sanciones y pérdidas causados a terceros por EL CONTRATISTA, sus empleados, sus subcontratistas o los empleados de estos últimos, en desarrollo de las operaciones objeto de este contrato.

51.3 Responsabilidad Ambiental: EL CONTRATISTA dará especial atención a la protección del medio ambiente y al cumplimiento de la normatividad aplicable en estas materias y a las Buenas Prácticas de la Industria del Petróleo. Igualmente, adoptará y ejecutará planes de contingencia específicos para atender las emergencias, mitigar, prevenir y reparar los daños, de la manera más eficiente y oportuna.

Para el desarrollo de actividades sujetas al otorgamiento de licencias, permisos, concesiones o autorizaciones ambientales, EL CONTRATISTA deberá iniciar todas las actuaciones requeridas para el efecto, ante las autoridades competentes, a más tardar dentro de los noventa (90) días calendario anteriores a la fecha programada en el respectivo Plan de Exploración, para el inicio de la actividad sometida a dicho requisito.

EL CONTRATISTA deberá tener en cuenta los plazos normales de licenciamiento ambiental para poder cumplir con las actividades previstas en todas las fases del contrato. El trámite normal de licencias ambientales no servirá como justificación para solicitar prórrogas, restituciones o suspensiones de términos en los plazos contractuales. En todo caso, en el transcurso de dichos plazos, EL CONTRATISTA deberá informar sobre el inicio y avances de



Al contestar cite Radicado 20181400111861 Id: 273437
Folios: 40 Fecha: 2018-04-24 03:55:08
Anexos: 0
Remitente: OFICINA ASESORA JURIDICA
Destinatario: ALVARO EFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO

la gestión que adelante para el cumplimiento de esta obligación.

Se entenderá iniciado el trámite de solicitud de licencia ambiental cuando se presenten los siguientes documentos:

- a) Constancia de solicitud ante la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, del pronunciamiento sobre la necesidad de elaboración del Diagnóstico Ambiental de Alternativas, cuando se requiera, y,
- b) Constancia de inicio de la elaboración del estudio de impacto ambiental o del plan de manejo ambiental, según sea el caso.

Si EL CONTRATISTA no cumple con el plazo establecido en este numeral o falta a la diligencia debida dentro de los trámites respectivos no podrá invocar ante LA ANH retrasos en la obtención de las licencias, permisos, concesiones o autorizaciones como fundamento para acceder a una prórroga o suspensión de las obligaciones contenidas en el contrato y, previo cumplimiento del procedimiento establecido en la Cláusula 61, habrá lugar a la declaratoria de incumplimiento.

Quando alguna actividad requiera de permisos, autorizaciones, concesiones o licencias ambientales, EL CONTRATISTA se abstendrá de realizarla mientras no los obtenga. Sin la aprobación de los estudios de impacto ambiental y la expedición de las licencias ambientales correspondientes, o cualquier otro requisito, EL CONTRATISTA no podrá iniciar la respectiva actividad.

Las sanciones y medidas preventivas adoptadas por la autoridad ambiental competente contra EL CONTRATISTA por el incumplimiento de las obligaciones ambientales a su cargo serán causal de terminación del contrato por incumplimiento, siempre que como resultado de las mismas pueda verse afectado el cumplimiento de las obligaciones materia de ejecución de este contrato.

EL CONTRATISTA informará a LA ANH dentro de cada trimestre calendario sobre los aspectos ambientales de las Operaciones que esté adelantando, de la aplicación de los planes preventivos y de los planes de contingencia, y sobre el estado de las gestiones adelantadas ante las autoridades ambientales competentes en materia de permisos, autorizaciones, concesiones o licencias, según sea el caso."

El actual reglamento para la exploración y explotación de hidrocarburos, Acuerdo 02 de 2017, previó en su capítulo Octavo, regulación pertinente al desarrollo de hidrocarburos en rocas generadoras o los demás yacimientos definidos en el artículo 1 del Decreto 3004 de 2013 (yacimientos no convencionales). En igual sentido que los términos de referencia de los procesos competitivos Rondas Colombia 2012 y 2014, las capacidades económicas y técnico operacionales, son superiores a las exigidas para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales, garantizando mejores condiciones y respaldo, tanto de orden técnico como económico para acometer de manera responsable la realización de operaciones en YNC.

Del capítulo mencionado del Acuerdo 02, resaltamos para su mayor y precisa información, los siguientes artículos:

72.8 Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual: *Tratándose de Contratos Adicionales, el monto asegurado de la póliza de responsabilidad civil extracontractual a cargo del Contratista, en lo que corresponde a la ejecución de las actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos provenientes de Acumulaciones en Rocas Generadoras o los demás yacimientos definidos en el Artículo 1 del Decreto 3004 de 2013, debe ser de treinta y nueve millones doscientos cincuenta mil dólares estadounidenses (USD 39.250.000) del año 2016, y su vigencia por periodos anuales, salvo la última que debe comprender el período anual final y tres (3) Años más.*

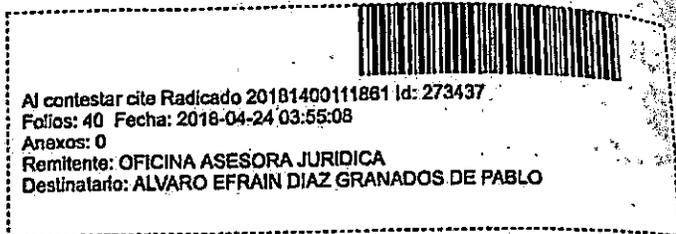
El valor de este seguro se ajustará para cada período subsiguiente de doce (12) Meses, con el porcentaje de variación del Índice de Precios al Productor (PPI), "Final Demand", WPUFD4, publicado por el Departamento del Trabajo de los Estados Unidos, para los doce (12) Meses anteriores al Día de otorgamiento o de la extensión precedente.

72.9 Condiciones Técnicas: *Las actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos en Rocas Generadoras o los demás yacimientos definidos en el Artículo 1 del Decreto 3004 de 2013, deben desarrollarse con arreglo a las normas y los procedimientos técnicos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía en las Resoluciones números 180742 del 16 de mayo de 2012 y 90341 del 27 de marzo de 2014, o en las normas que los modifiquen, adiciónen o complementen.*

72.10 Condiciones Ambientales: *Las actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos provenientes de Acumulaciones en Rocas Generadoras o los demás yacimientos definidos en el Artículo 1 del Decreto 3004 de 2013, en ejecución de Contratos Adicionales, han de desarrollarse con sujeción a los requisitos, en los términos, con las restricciones y en consonancia con las normas en materia de protección, conservación, sustitución o restauración del medio ambiente y de los recursos naturales renovables, adoptadas por las autoridades competentes para esos efectos, en especial, en el Decreto Único 1076 del 26 de mayo de 2015 y en la Resolución 0421 del 20 de marzo de 2014 expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, o en las normas que los modifiquen, sustituyan o complementen."*

Como se puede observar, de las regulaciones emanadas de la ANH, autoridad nacional encargada de la administración de los recursos de hidrocarburos de propiedad del Estado, se prioriza y resalta i) la responsabilidad que compete a los operadores en materia técnica; ii) la exigencia al respeto y acatamiento de las regulaciones ambientales aplicables a este tipo de proyectos y iii) la exigencia en materia de garantías orientadas a cubrir los posibles riesgos que demandan las operaciones en YNC.

6. Política nacional sobre YNC.



De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, adoptado mediante la Ley 1450 de 2011, se impone aprovechar de manera responsable la riqueza nacional en materia de recursos naturales del sector minero-energético, con el fin de generar crecimiento sostenible y mayor equidad social, regional e intergeneracional.

Entre los lineamientos estratégicos para impulsar el crecimiento económico sostenible y la generación de empleo, dicho Plan previó expresamente la identificación y materialización del potencial del País en materia de Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos.

En cumplimiento de lo anterior, el Consejo Directivo de la ANH en sesión celebrada el 16 de febrero de 2012, dispuso dar prioridad a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos³.

En desarrollo de lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución No. 18 0742 del 16 de mayo de 2012, estableció los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, lo cual realizó en ejercicio de sus funciones de i) formulación de políticas orientadas a que las actividades que desarrollen las empresas del sector mineroenergético garanticen el desarrollo sostenible de los recursos naturales y de ii) expedición de los reglamentos del sector para la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables.

Siguiendo estas políticas, el Consejo Directivo de la ANH, en sesión del 23 de mayo de 2013 que consta en Acta No. 5 de esa misma fecha, procedió a aprobar los lineamientos generales para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos.

Sobre el tema se considera importante citar algunos apartes de la mencionada Acta, así:

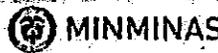
4.1 Yacimientos No Convencionales – YNC:

(...)

ANTECEDENTES.

En contratos anteriores a la Ronda 2012, se incorporaron algunas referencias en materia de "hidrocarburos no convencionales".

No obstante, la reglamentación de los Yacimientos No Convencionales fue adoptada a través del Acuerdo 4 de 2012 expedido por el Consejo Directivo, y posteriormente en los Términos de Referencia y en los contratos de evaluación técnica, TEA y de exploración y producción,



Al contestar cite Radicado 20181400111861 Id: 273437
Folios: 40 Fecha: 2018-04-24 03:55:08
Anexos: 0
Remitente: OFICINA ASESORA JURÍDICA
Destinatario: ALVARO EFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO

E&P, de la Ronda Colombia 2012. (...).

Dicha reglamentación fue expedida con el propósito de desarrollar los yacimientos No Convencionales, acorde con la política y los planes del Gobierno Nacional y las disposiciones contenidas de la Resolución 18 0742 del 16 de mayo de 2012 del Ministerio de Minas y Energía, en consonancia con los requerimientos ambientales fijados especialmente para estas actividades.

(...).

Respecto de todos los contratos, la doctora Esguerra estima que la ANH cuenta con suficiente soporte constitucional y legal, tratándose de bienes de dominio exclusivo del Estado, respecto de los cuales prima siempre el interés público o social, para fijar requisitos y condiciones contractuales, técnicos, económico financieros y ambientales que protejan el patrimonio público y aseguren la satisfacción del interés general, para efectos de la expedición de la Modificación del Acuerdo No. 04 y la consecuente suscripción del documento a que haya (sic) en el cual se fijen las condiciones, términos y requisitos para la exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales.

En las anteriores condiciones, se propone al Consejo Directivo adicionar el Acuerdo 4 de 2012 y adoptar las reglas consignadas en los Términos de Referencia y en los Contratos de la Ronda Colombia 2012 para la exploración y producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales.

(...).

De acuerdo con todo lo expuesto, la doctora Esguerra encuentra viable jurídicamente adicionar los contratos de evaluación técnica, TEA y de exploración y producción, E&P, celebrados con anterioridad a la Ronda Colombia 2012, con sujeción a un capítulo adicional que se incorporaría al Acuerdo 4 de 2012, relativo a la exploración y producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales.

(...).

Adicionalmente, el Viceministro de Energía destacó la importancia de presentar el proyecto de reglamento a la mayor brevedad posible y generar los espacios adecuados para trabajar los requerimientos en materia ambiental y de recursos naturales con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA."

Así las cosas, para efectos de establecer los parámetros y normas para el desarrollo de yacimientos no convencionales, se decidió incluir unas adiciones al Acuerdo 4 de 2012 que fueron aprobadas por el Consejo Directivo de la ANH en sesiones del 28 de noviembre de 2013 y del 26 de marzo de 2014, conforme a lo plasmado en Actas No. 11 y No. 4 respectivamente.

En lo que tiene que ver con el Acta No. 4 de sesión del Consejo Directivo de la ANH, de fecha 26 de marzo de 2014, es de importancia citar los siguientes apartes:

"4: Modificación Reglamento Yacimientos No Convencionales.

Comenta el doctor Betancourt que el Ministerio de Minas y Energía tiene listo el Reglamento Técnico para la exploración y explotación de YNC que será expedido la presente semana. El Ministerio de Ambiente, por su parte, culminó la estructuración del reglamento ambiental y próximamente será dado a conocer.

(...).

No se presentaron observaciones adicionales y se aprueban las precisiones y modificación para ser introducidas al texto definitivo del reglamento contractual de no convencionales."

En consecuencia, el Consejo Directivo de la ANH procedió a expedir el Acuerdo No. 03 del 26 de marzo de 2014, por medio del cual se adicionó el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, dictándose además otras disposiciones.

En la parte motiva del Acuerdo 3 de 2014, se consignaron las siguientes consideraciones especiales que ratifican la diligencia de la Entidad para regular especialmente esta materia, siguiendo los lineamientos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014:

"CONSIDERANDO:

1. *Que el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, adoptado mediante la Ley 1450 de 2011, impone aprovechar de manera responsable la riqueza nacional en materia de recursos naturales del sector minero-energético, con el fin de generar crecimiento sostenible y mayor equidad social, regional e intergeneracional.*
2. *Que entre los lineamientos estratégicos para impulsar el crecimiento económico sostenible y la generación de empleo, dicho Plan prevé expresamente la identificación y materialización del potencial del País en materia de Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos.*
3. *Que los recursos naturales no renovables son propiedad exclusiva del Estado, al que corresponde privativamente determinar las condiciones para su exploración y producción.*
4. *Que, en consonancia con el Plan Nacional de Desarrollo, el Consejo Directivo de la ANH, en sesión celebrada el 16 de febrero de 2012, como consta en Acta número 2, dispuso dar prioridad a la exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos.*

Al contestar cita Radicado 20181400111861 Id: 273437
Folios: 40 Fecha: 2018-04-24 03:55:08
Anexas: 0
Remitente: OFICINA ASESORA JURIDICA
Destinatario: ALVARO EFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO

5. Que los estudios realizados por la ANH ponen de presente que estas actividades exigen la ejecución de programas especiales de exploración y producción y demandan inversiones superiores a las de los **Yacimientos Convencionales**, circunstancias que justifican la incorporación de términos más flexibles y favorables para promover su desarrollo.
 6. Que, en efecto, la explotación de este tipo de **Yacimientos** impone la ejecución de múltiples perforaciones consecutivas y multidireccionales, que deben cubrir toda el área por explotar a fin de evitar el decaimiento acelerado de la producción, así como la utilización de métodos de estimulación hidráulica. Se trata por tanto de proyectos más intensivos y exigentes en términos de capital, tecnología y protección ambiental.
 7. Que el parágrafo del artículo 15 del Decreto 2100 de 2011 facultó al Ministerio de Minas y Energía, a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, y a la ANH, para establecer incentivos adicionales a los previstos en esa disposición, con el fin de promover la explotación y comercialización de gas proveniente de **Yacimientos No Convencionales**, dentro de la órbita de su respectiva competencia.
- (...)
9. Que por Resolución número 18 0742 del 16 de mayo de 2012, el Ministerio de Minas y Energía estableció los procedimientos para la exploración y explotación de **Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales**.
 10. Que, no obstante, el inciso segundo del artículo 13 de la Ley 1530 de 2012 atribuyó al Gobierno Nacional la definición de los criterios y los procedimientos para llevar a cabo la exploración y explotación de recursos naturales no renovables de manera técnica, económica y ambientalmente eficiente, al punto que, expedido el Decreto 3004 de 2013, la ejecución de actividades en **Yacimientos No Convencionales** ha de sujetarse a sus disposiciones y a las que adopte el mismo Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento de este decreto, o a las normas que los modifiquen, adicionen o sustituyan.
 12. Que el Consejo Directivo de la ANH, en sesión celebrada el 23 de mayo de 2013, según obra en Acta No. 5, aprobó los lineamientos generales para la exploración y explotación de **Yacimientos No Convencionales de Hidrocarburos.**

Además de las consideraciones especiales reseñadas, las normas de este último Acuerdo ponen de presente la especialidad y especificidad de las actividades proyectadas y las medidas especiales de protección adoptadas por la Entidad para su desarrollo.

En efecto, se impusieron requisitos especiales de Capacidad Técnica y Operacional, Económico Financiera, Medioambiental y en materia de Responsabilidad Social Empresarial; se fijaron condiciones contractuales especiales; se prohibieron ciertas actividades, como las de explorar y producir gas metano asociado a mantos de carbón e hidrocarburos en arenas bituminosas; se adoptaron términos económicos especiales así como condiciones técnicas particulares; se incrementó la cuantía del seguro de



responsabilidad civil extracontractual exigido a los contratistas; y en materia de condiciones ambientales se dispuso expresamente que:

"Las actividades de exploración y producción de Hidrocarburos provenientes de Yacimientos No Convencionales han de desarrollarse con sujeción a los requisitos, en los términos, con las restricciones y en consonancia con las normas en materia de protección, conservación, sustitución o restauración del medio ambiente y de los recursos naturales, adoptadas por las autoridades competentes para esos efectos.

Cualquier porción del Área asignada que corresponda total o parcialmente a zonas reservadas, excluidas, protegidas o restringidas, delimitadas geográficamente por la autoridad competente, comporta para el Contratista el compromiso irrevocable de respetar en su integridad las prohibiciones, condiciones y/o reglas a que estén sometidas o se sometan dichas zonas, superficies o extensiones, así como de cumplir las obligaciones y requisitos derivados de tal condición, con arreglo al régimen jurídico y al respectivo Contrato (...)"⁴

Todas las anteriores reglas se reprodujeron tanto en los Términos de Referencia de la "Ronda Colombia 2014", como en las minutas de contrato TEA y E&P correspondientes.

En la actualidad, las actuaciones de la ANH siguen respondiendo a los intereses de la Nación, y en desarrollo de la política señalada en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 *Todos por un Nuevo País*, las mismas se ubican dentro del mismo en el Sector de Competitividad e Infraestructura Estratégica, Objetivo No. 5: Consolidar el desarrollo minero-energético para la equidad regional.

En torno a este objetivo, en el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 se observa lo siguiente:

"Objetivo 5. Consolidar el desarrollo minero-energético para la equidad regional

Este objetivo contiene las siguientes estrategias: 1) aprovechar responsablemente los hidrocarburos, contribuyendo al desarrollo sostenible; 2) expandir y consolidar el mercado del gas combustible; 3) garantizar el abastecimiento de combustibles líquidos y biocombustibles; 4) ampliar la cobertura y calidad de la energía eléctrica; 5) consolidar al sector minero como impulsor del desarrollo sostenible del país, con responsabilidad social y ambiental; y, 6) acciones transversales.

a. *Aprovechamiento hidrocarburífero responsable, que contribuya al desarrollo sostenible*

El Gobierno nacional tiene como objetivo, de mediano y largo plazo, aumentar las

reservas y la producción de hidrocarburos con el fin de disponer de los recursos que le permitan dar continuidad a los programas sociales y a la inversión en infraestructura para aumentar la competitividad del país.

Para esto, el Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) darán continuidad a la promoción de inversiones en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. En el corto plazo, ante la coyuntura de precios bajos de los hidrocarburos, el MME y la ANH adoptarán medidas dirigidas a moderar una posible tendencia decreciente en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, tales como la revisión de las condiciones contractuales, contraprestaciones económicas.

Como parte de esta estrategia, se fortalecerá la articulación entre estas entidades y aquellas involucradas en los trámites de licencias ambientales y consultas con las comunidades étnicas para optimizar los tiempos de licenciamiento. Se fortalecerá la articulación con otras entidades del Gobierno nacional y regional con miras a mejorar la seguridad física de las áreas en que se desarrollan inversiones en exploración y producción. Adicionalmente, promoverá medidas que faciliten la conexión de campos menores a la infraestructura de transporte.

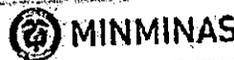
Teniendo en cuenta el potencial hidrocarburífero del país y la necesidad de incorporar nuevas reservas que permitan ampliar el horizonte de autosuficiencia energética en materia de hidrocarburos, se continuará promoviendo: 1) la exploración y producción costa afuera; 2) la exploración y producción de yacimientos no convencionales; y, 3) la implementación de tecnologías de recobro de hidrocarburos en yacimientos existentes.

Mención especial requiere el caso de la actividad costa afuera, pues la promoción se concretará a través de incentivos tributarios y aduaneros. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) adoptará la guía ambiental para la adquisición de la sísmica marina y, el MME elaborará el reglamento técnico para definir los requerimientos y adopción de mejores prácticas de las actividades de exploración y producción costa afuera.

En lo relacionado con los yacimientos no convencionales, se requiere la implementación de mecanismos para el fortalecimiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) de manera que se asegure una evaluación ambiental eficiente y que siga los más altos estándares, y dinamizar los trámites requeridos sobre consulta previa. Además, es importante mejorar la coordinación interinstitucional con los ministerios involucrados (Interior, Ambiente y Desarrollo Sostenible, Defensa, Transporte, entre otros) para asegurar que la construcción y operación de los proyectos requeridos para la explotación de estos yacimientos incorpore desde sus etapas tempranas de planificación los criterios y lineamientos relevantes generados por dichas entidades.

(...).

Para el Gobierno nacional es importante que el desarrollo del sector de hidrocarburos se





... siga dando en armonía con el desarrollo social y con el medio ambiente. En este sentido, se mejorarán los controles realizados a las actividades de exploración y producción, promoviendo la adopción de buenas prácticas por parte de los operadores. Para lo anterior, y de manera coordinada con los ministerios pertinentes, se fortalecerán las capacidades de la ANH, la ANLA, Dimar, las corporaciones autónomas regionales (CAR) y a los institutos de investigación del Sistema Nacional Ambiental (Sina)⁵ en sus funciones de administración, seguimiento y supervisión de los recursos naturales, según sus competencias.⁶

Como se ve, en el desarrollo de la política de aprovechamiento de los yacimientos no convencionales, la Agencia Nacional de Hidrocarburos es sólo una de las entidades públicas intervinientes, quien siguiendo las directrices dadas por el Gobierno Nacional y con base en el conocimiento obtenido a través de convenios celebrados con otras entidades, así como de múltiples estudios, análisis y actividades, ha reglamentado el tema de exploración y explotación de yacimientos no convencionales de manera responsable y diligente, dentro del ámbito de sus competencias.

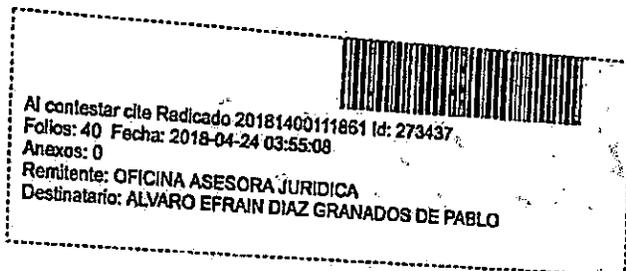
7. Incentivos Fiscales a la Industria de los Hidrocarburos.

- a. La Ley 1530 de 2012, por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías, precisó en el parágrafo de su artículo 14, lo siguiente:

“Parágrafo Primero. Con el fin de incentivar la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales (gas metano asociado al carbón; gas de esquistos o shale gas; aceite o petróleo de lutitas o más conocido como oil shales o shales oils; arenas bituminosas o tar sands; hidratos de metano y arenas apretadas o tight sands) se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) del porcentaje de participación de regalías equivalentes a la explotación de crudo convencional.”

- b. Reforma Tributaria - Artículo 365.

Con ocasión de la Ley 1819 de 2016 “Por medio de la cual se adopta una reforma tributaria estructural, ...y se dictan otras disposiciones”, se estableció mediante el Artículo 365 “INCENTIVO A LAS INVERSIONES EN HIDROCARBUROS Y MINERÍA”, el Incentivo al incremento de las inversiones en exploración en hidrocarburos o minería, el cual se otorgará a través de un Certificado de Reembolso Tributario (CERT), cuyo valor no se considera como un ingreso constitutivo de renta o de ganancia ocasional.



Este incentivo aplicará, para el sector de hidrocarburos, cuando el incremento de las inversiones tenga por objeto el descubrimiento de nuevas reservas, la adición de reservas probadas o la incorporación de nuevas reservas recuperables.

i. Reglamentación.

- Decreto 2253 del 29 de diciembre de 2017, por el cual se reglamenta el artículo 365 de la Ley 1819 de 2016 y se adiciona el Decreto Único del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en relación con el incentivo a las inversiones en hidrocarburos y minería.
- Resolución 108 de 23 de marzo de 2018, por la cual se establece la implementación del trámite para acceder al incentivo del Certificado de Reembolso Tributario – CERT, establecido mediante Decreto 2253 del 29 de diciembre de 2017, en cumplimiento del Artículo 365 de la Ley 1819 del 2016.

ii. Ámbito de aplicación.

Las empresas que en su condición de Operador sean titulares de Contratos de Asociación suscritos por ECOPELROL; Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P; Convenios de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos vigentes, o cualquier otra modalidad de contrato para la exploración y producción de hidrocarburos suscrito por el Estado y a los titulares mineros que incrementen sus inversiones en las actividades mencionadas en el Artículo 365 de la Ley 1819 de 2016, siempre que cumplan con los requisitos establecidos en la ley y el reglamento.

iii. Características del CERT.

El Certificado de Reembolso Tributario o CERT, que será otorgado a aquellos contribuyentes que incrementen las inversiones de acuerdo con lo estipulado en el presente Decreto, corresponderá a:

- Un monto derivado de un porcentaje sobre el valor del incremento de las inversiones.
- Un ingreso no constitutivo de renta ni ganancia ocasional para quien lo percibe o adquiere.
- Podrá ser utilizado para el pago de impuestos de carácter nacional administrados por la DIAN.



Será libremente negociable en el mercado de valores secundario, divisible y su redención sólo podrá realizarse una vez hayan transcurrido dos años contados a partir de la fecha en que fue otorgado.

iv. Inversiones Incrementales.

Proyectos Exploración

- Perforación de pozos Exploratorios.
- Adquisición, procesamiento e interpretación sísmica.
- Anticipo de Inversiones.

Proyectos que incrementen el Factor de Recobro - Producción

- Perforación de pozos – Work Over.
- Compra o alquiler de equipos para la inyección de fluidos líquidos o gaseosos para los Proyectos de Aumento del Factor de Recobro e insumos exclusivamente para proyectos EOR (Inyección continua de vapor, CEOR "Chemical Enhanced Oil Recovery", o Combustión In Situ), que serán valorados mediante el acto administrativo que reglamenta la presentación de información para aplicar al incentivo.
- Compra e instalación de equipos para el tratamiento de fluidos.
- Infraestructura para el almacenamiento y transporte de la producción incremental.

v. Definición del Cupo.

Anualmente, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público definirá el cupo del CERT que podrá ser otorgado.

Una vez se conozca el cupo definido, el Ministerio de Minas y Energía expedirá un acto administrativo que establecerá del cupo, el monto correspondiente a hidrocarburos y a minería.

En el caso de hidrocarburos también se definirá cuánto se distribuirá para proyectos de exploración y para proyectos de aumento de factor de recobro.

La reforma igualmente planteo que el IVA sobre bienes de capital (como maquinaria o equipos) podría deducirse del impuesto de renta en el primer año y no tiene que diferirse en toda la vida útil del activo.



MINMINAS



TODOS POR UN
NUEVO PAIS
PAZ EQUIDAD EDUCACION



Se eliminó el CREE que generaba mayores costos de cumplimiento y falta de certeza en la aplicación de las normas que lo regulaban.

8. Formación y capacitación en YNC.

Con el fin de implementar estrategias de capacitación en actividades para la exploración y explotación de hidrocarburos en YNC, la ANH, la institucionalidad y la Industria han generado espacios académicos en múltiples escenarios, de los cuales nos permitimos relacionar los siguientes:

La adquisición del conocimiento se realizó a través de tres instrumentos de aprendizaje:

- I. Talleres
- II. Visitas a las operaciones en campo
- III. Reuniones con reguladores y entidades gubernamentales.

Los contenidos de estos espacios y actividades se describen a continuación:

I. Talleres

a) Retos Ambientales y Sociales de los Yacimientos No Convencionales.

Fecha: diciembre 3, 4 y 5 de 2012.

Lugar: Bogotá D.C.

Objetivo: Proveer una visión panorámica sobre los fundamentos geológicos sobre YNC, hidrogeología, estimulación hidráulica, manejo de fluido de retorno, sismicidad, así como impactos asociados a uso de agua, huella en superficie e impactos socioeconómicos.

Conferencistas:

- **Dr. David Goldwyn:** Delegado como Enviado Especial y Coordinador de los Asuntos Energéticos Internacionales para el Departamento de Estado de los Estados Unidos, quien abordó las temáticas del rol de los YNC en las proyecciones de consumo global y explicó el documento Reglas de Oro para una Edad de Oro del Gas, de la Agencia Internacional de Energía (2012).
- **Dr. Thomas Grimshaw:** Geólogo, Director Asistente del Instituto de Energía de la Universidad de Texas quien abordó la temática de los principios geológicos y los tipos de YNC.
- **Dr. John Hanger:** Exsecretario del Departamento de Protección Ambiental de

Pensilvania, quien expuso el caso de estudio de la regulación en el Estado de Pensilvania y los estándares de desempeño formulados por dicho estado en materia de explotación de gas y petróleo de lutita.

- **Dr. David Yoxtheimer:** Hidrogeólogo del Centro Marcellus para el Alcance e Investigación de la Universidad del Estado de Pensilvania, quien abordó las temáticas sobre el fluido de estimulación hidráulica, el manejo del agua residual y los riesgos de sismicidad.
- **Dra. Kathryn Mutz:** Investigadora Senior Asociada y Profesora de Recursos Naturales del Centro de Leyes de la Universidad de Colorado, quien abordó los temas de los impactos en los ecosistemas naturales, y los temas a incluir desde el punto de vista ambiental en los Estudios de Impacto Ambiental (EIA).
- **Dr. Francisco Castrillón:** Colombiano, hidrogeólogo de la consultora Worley Parsons en Alberta, Canadá, quien abordó las temáticas de los principios de hidrogeología, y los contenidos de la línea base desde el punto de vista de hidrogeología e hidrología, en el contexto colombiano.
- **Dr. Jonathan Laughner:** Codirector del Programa "Marcellus Shale" de la Universidad del Estado de Pensilvania, quien abordó los temas sobre la perturbación a la comunidad, procedimientos de socialización y algunos estudios de caso, así como los contenidos desde el punto de vista socioeconómico que deben tener los Estudios de Impacto Ambiental.
- **Dr. José Francisco Mota:** Gerente de Ingeniería de Pozos Continentales de Shell Exploration & Production Company, quien abordó la temática de las tecnologías de exploración y producción en yacimientos no convencionales; su intervención se restringió a explicar cómo se realiza la perforación.
- **Dr. Kris Nygaard:** Consultor Senior de Estimulación de ExxonMobil Production Co., quien abordó la temática de las tecnologías de exploración y producción en yacimientos no convencionales; su intervención se restringió a explicar cómo se realiza la estimulación hidráulica.
- **Dr. David Neslin:** Exdirector de la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas del Estado de Colorado, quien expuso el caso de estudio de la regulación de Colorado.

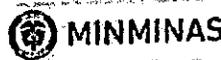
b) Marco Regulatorio y Planeación de las Actividades de Exploración y Producción en Yacimientos No Convencionales.

Fecha: febrero 1 de 2013

Lugar: Bogotá D.C.

Objetivos:

- Proveer un marco conceptual con cimientos científicos de alto nivel para la formulación de la regulación técnica y ambiental para yacimientos no



convencionales:

- Conocer las bases científicas de la sismicidad desencadenada del mayor nivel técnico y conocer la retroalimentación del profesor Zoback al Servicio Geológico Colombiano, en materia de cómo formular la regulación para YNC en la materia.

Conferencistas:

- a. **Profesor John Deutch:** Profesor Emérito y Ex-Director del Departamento de química del Massachusetts Institute of Technology (MIT). Presidente del Comité Técnico para Shale Gas del Secretary of Energy Advisory Board (SEAB). El Dr. Deutch abordó las temáticas de los fundamentos para la formulación de una regulación técnicamente adecuada para la E&P de YNC con el fin de obtener beneficios económicos con mínimos efectos adversos sobre el medio ambiente y presentó el caso de estudio de EEUU y los reportes del SEAB (2011).
- b. **Profesor Mark Zoback,** Profesor Titular de la Universidad de Stanford, experto mundial en sismicidad, quien presentó los principios básicos de la sismicidad inducida, desencadenada y micro sismicidad, el manejo de los riesgos de sismicidad asociados a la inyección del agua residual y en conjunto con el Servicio Geológico Colombiano discutió los requerimientos de línea base de sismicidad, requerida para las regiones de YNC bajo el contexto de la Red Sismológica Nacional de Colombia.

Es de resaltar que en esta oportunidad, el Profesor John Deutch se reunió con el Presidente de la República Juan Manuel Santos, junto con el entonces Ministro de Minas y Energía (Dr. Federico Rengifo), el entonces Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Dr. Juan Gabriel Uribe) y el entonces Presidente de la ANH (Dr. Orlando Cabrales), con el fin de discutir los temas críticos asociados a la formulación de la regulación sobre YNC.

c) Buenas Prácticas Ambientales y Sociales para el desarrollo de Yacimientos No Convencionales.

Fecha: febrero 8 de 2013

Lugar: Bogotá D.C.

Objetivo: Conocer las buenas prácticas ambientales y sociales utilizadas por la industria en EEUU y Canadá para la Exploración y Producción de Hidrocarburos en YNC.

Conferencistas:

- a. **Dale Leckie** (Geólogo Líder, Nexen) quien abordó la temática sobre buenas prácticas sobre sismicidad inducida.
- b. **Stanley Sokul** (Asesor Senior en Asuntos Corporativos, ExxonMobil). Quien



MINMINAS



TODOS POR UN
NUEVO PAÍS
CAF. EQUIDAD EDUCATION



- abordó las buenas prácticas con relación a la socialización.
- c. **Paul Krishna** (Gerente de Asuntos Específicos HSE, ExxonMobil). Quien abordó las buenas prácticas relacionadas con la minimización de la huella ambiental y las buenas prácticas con relación a las emisiones (línea base y monitoreo).
 - d. **Jorge Calvache** (Gerente de Exploración Onshore, Shell de Colombia). Quien abordó la temática de la diferencia entre la exploración y la explotación.
 - e. **Roy Swystun** (Gerente de Operaciones, Nexen). Quien abordó las buenas prácticas para el uso del agua específicamente del CAPP (Canadá).
 - f. **Alberto García** (Vicepresidente de Hidrocarburos y Explotación Mineral, Drummond), abordó temática de manejo integral del agua.
 - g. **Luis Soto** (Líder Senior de Yacimientos, Equión Energía). Presentó el estudio de caso del monitoreo permanente de sismicidad en Cusiana y Cupiagua, especialmente asociada a la inyección.

d) Desarrollo Gas Natural no Convencional, Implicaciones Ambientales, Económicas y Sociales (apoyo del Departamento de Estado de EEUU a través del programa UGTEP).

Fecha: febrero 27 de 2013.

Lugar: Bogotá

Objetivos:

- Conocer los aspectos socioeconómicos asociados a la Exploración y Producción de Hidrocarburos en YNC.
- Conocer en mayor detalle los potenciales impactos asociados a emisiones en la Exploración y Producción de Hidrocarburos en YNC.

Conferencistas:

- i. **Dr. Iryna Lendel**: Economista, Cleveland State University, quien abordó la perspectiva de los potenciales económicos del gas de lutita o esquisto.
- ii. **Thomas Murphy**: Marcellus Center for Outreach and Research, Pennsylvania State University, quien abordó los temas de la oferta y demanda de la fuerza laboral asociada.
- iii. **John Roth**: Ex- Comisionado del Condado Parker, Texas (Barnett Shale) quien abordó los retos y beneficios relacionados con la gobernanza de múltiples instituciones.
- iv. **Dr. Aviezer Tucker**: Director Asistente del Instituto de Energía de la Universidad de Texas, en Austin, quien abordó los retos sociales y estrategias de mitigación.



Al contestar cite Radicado 20181400111861 Id: 273437
 Folios: 40 Fecha: 2018-04-24 03:55:08
 Anexos: 0
 Remitente: OFICINA ASESORA JURIDICA
 Destinatario: ALVARO EFFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO

v. **Dr. Susan Stuver:** Texas A&M University - Institute of Renewable Natural Resources, quien abordó los retos y tecnologías de reducción de emisiones.

Participantes en los talleres:

Se contó con un total de 235 participantes en todos los talleres de las siguientes instituciones:

MME, MADS, ANH, ANLA, Corpochivor, Corponor, ASOCARS, Cortolima, Corpoboyacá, Corporación Autónoma de Santander (CAS), Instituto Humboldt, Parques Nacionales Naturales, UPME, Servicio Geológico Colombiano, CREG, Embajada de EEUU, Embajada de Canadá, Embajada de Polonia, Universidad Nacional de Colombia, Universidad de los Andes, Universidad Sergio Arboleda, Asociación Colombiana de Petróleo, Ecopetrol, Contraloría General de la República, Procuraduría General de la Nación.

Así mismo, la ANH, a la fecha, continúa participando activamente en las diferentes conferencias, talleres, capacitaciones y eventos en general que se realizan sobre los Yacimientos en Roca Generadora, así:

Eventos YRG 2014 – 2018

EVENTO	FECHA	Lugar	ORGANIZADOR	OBSERVACIONES
Cuencas Emergentes No Convencionales Latinoamérica 2014	23 y 24 de abril 2014	Cartagena	American Business Conferences	La ANH participó como respaldo
3rd IEA Unconventional Gas Forum	Friday 10 de 2015	Chengdu, China	International Energy Agency	Participación del Presidente
4th IEA Unconventional Gas Forum	el 21 de abril de 2016	Buenos Aires, Argentina	International Energy Agency (IEA) y el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas	Participación del Presidente
II Foro Nacional de Yacimientos No Convencionales: Beneficios y Oportunidades para Colombia	12 de diciembre 2017	Bogotá, Colombia	Acipet	ANH fue Patrocinador Oficial

Organizados por la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos.

Año	Evento	Fecha
2014	Curso Básico de Yacimientos no Convencionales	16 de mayo de 2014
2014	Curso Técnico de Hidrocarburos no convencionales	08 de agosto de 2014





Al contestar cite Radicado 2018140011861 Id: 273437
 Folios: 40 Fecha: 2018-04-24 03:55:08
 Anexos: 0
 Remitente: OFICINA ASESORA JURIDICA
 Destinatario: ALVARO EFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO

2014	Curso Técnico de Hidrocarburos no convencionales	12 de agosto de 2014
2014	Curso Técnico de Hidrocarburos no convencionales	12 de agosto de 2014
2014	Curso Técnico de Hidrocarburos no convencionales	12 de agosto de 2014
2015	XVI Congreso Colombiano de Petróleo y Gas	26 al 28 de agosto de 2015
2016	Seminario ANH EOR septiembre 26 al 30	05 de octubre de 2016
2017	XVII Congreso Colombiano de Petróleo y Gas	18 al 20 de octubre de 2017
2017	I Foro Yacimientos No Convencionales: Retos y Oportunidades para Colombia Barrancabermeja Santander	14 de julio de 2017
2017	Curso Básico EOR Teórico	30 de octubre a 4 de noviembre de 2017
2017	Curso Avanzado EOR Teórico	20 a 25 de noviembre de 2017
2017	Curso Básico EOR Practica	27 y 28 de noviembre de 2017
2017	Curso Avanzado EOR Practica	03 al 07 de diciembre de 2017
2017	II Foro de Yacimientos No convencionales	12 de diciembre de 2017
2017	Conversatorio Yacimientos No Convencionales San Martín Cesar	19 de agosto de 2017
2018	Ciclo comparte tu conocimiento Ingeniería de Yacimientos en Roca Generadora: Introducción al Fracturamiento Hidráulico	21 febrero de 2018
2018	Ciclo comparte tu conocimiento: Geología YRG vs Geología Convencionales	05 de marzo de 2018
2018	Ciclo comparte tu conocimiento: YRG mitos y Realidades Fallas y Acuíferos	15 de marzo de 2018
2018	Ciclo comparte tu conocimiento: Geomecánica en YRG	05 de abril de 2018
2018	Ciclo comparte tu conocimiento: Fluidos y Geles de Fractura en YRG	12 de abril de 2018

II. Visitas a operación en campo

Se realizaron las siguientes visitas a las áreas de exploración y explotación de YNC:

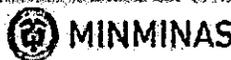
A. Farrell Creek, British Columbia, Canadá (Apoyo de la Embajada de Canadá)

Fecha: abril de 2013

Lugar: British Columbia

Objetivo: Visitar un campo en producción de yacimientos no convencionales en ecosistemas frágiles de Canadá.

Participantes: Dra. Luz Helena Sarmiento (en ese momento Directora de la ANLA) Dr. Juan Gabriel Uribe (en ese momento Ministro de Ambiente), Viceministro de Energía





Orlando Cabrales, Dra. Nubia Orozco (en ese momento Subdirectora de ANLA), Dr. Germán Arce (en ese momento Presidente de la ANH), Embajador de Canadá y funcionarios del MADS, MME, ANLA y ANH.

B. Eagle Ford (Texas) y Barnett Shale (Dallas)

Fecha: mayo 2013

Lugares: Texas (Eagle Ford y Dallas)

Objetivo: Presenciar una estimulación hidráulica en un campo de exploración de YNC en Eagle Ford, el proceso del fluido de retorno y las actividades de un campo en producción en un área densamente poblada en Dallas.

Participantes:

Dra. Luz Helena Sarmiento (en ese momento Directora de la ANLA), Dra. Nubia Orozco (en ese momento Subdirectora de ANLA), Dr. Germán Arce (en ese momento Presidente de la ANH), y otros funcionarios de ANLA y ANH.

III. Reuniones con reguladores y entidades gubernamentales

Se realizaron las siguientes reuniones con reguladores de Canadá y EEUU (gobierno federal y estatal).

- Alberta Energy Regulator (Canadá)
- Departamento de Estado (EEUU)
- Departamento de Energía (EEUU)
- EPA (EEUU)
- Ministerio del Interior, Bureau of Land Management, (EEUU)
- Departamento de Comercio (EEUU)
- Texas Railroad Commission (reguladores petróleo y gas del estado de Texas)
- Departamento de Conservación Ambiental, Nueva York, Albany.

Es pertinente realizar especial énfasis en la visita realizada al Departamento de Conservación Ambiental en el Estado de Nueva York, a la cual el Gobierno Nacional asistió fundamentalmente para conocer de primera mano las razones técnicas de un estado que declaró moratoria.

En esta visita el entendimiento que tuvo el Gobierno Colombiano es que la estimulación hidráulica es permitida en este estado para pozos verticales y hasta cierto volumen de fluido inyectado.

La regulación para los pozos horizontales y la estimulación de alto volumen, ya ha sido formulada por esta entidad, la cual es la entidad técnica en la materia. Esto quiere decir que técnicamente la entidad está lista para la expedición de la regulación, pero están esperando el levantamiento de la moratoria por parte del Estado.

Con base en estos instrumentos de aprendizaje se procedió a implementar el conocimiento adquirido, a través de la formulación de la regulación, con el apoyo de un consultor internacional, quien en conjunto con su equipo técnico, brindó insumos que sirvieron de base para la construcción de la citada normatividad.

Contratación de Consultor Internacional para el Apoyo en la Formulación de la Regulación Técnica y Ambiental

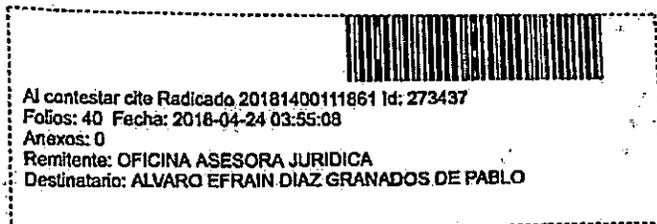
Como parte del Programa de Gestión del Conocimiento, en la fase de implementación, se procedió a la contratación del Dr. David Neslin como consultor internacional para proveer los insumos al Gobierno Nacional para la formulación de la regulación técnica y ambiental para la exploración y producción de YNC.

Perfil del Doctor David Neslin:

- Ex-Director de la Comisión de Petróleo y Gas y Conservación de Colorado, para la cual desarrolló la regulación que ha servido de modelo a nivel global.
- Presidió STRONGER- *State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations* que es una organización interinstitucional que audita programas de regulación sobre impactos de petróleo y gas y busca la cooperación interestatal de mejores prácticas y armonización de la regulación.
- En 2010 publicó las guías para la estimulación hidráulica que han servido de base para regulación en Arkansas, Colorado, Luisiana, Ohio, Oklahoma, y Pensilvania, a través de STRONGER.
- Apoyó de manera directa el desarrollo de www.fracfocus.org, página web que registra las actividades de exploración y producción de gas y petróleo de lutita en EEUU y Canadá.

El Doctor Neslin con su equipo técnico de alto nivel, fue contratado para proveer los insumos relacionados con:

- Reglamentación técnica para el diseño y construcción de pozos de E&P en YNC.
- Términos de referencia para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental (EIA) para la exploración y producción de YNC.



- Requerimientos para los planes de manejo ambiental para las actividades de exploración y producción de YNC.

Estos tres insumos realizan entre otras cosas, la recopilación de buenas prácticas internacionales para minimizar los potenciales impactos asociados a la actividad, pero no solo para el uso de agua y su calidad sino también cubriendo aspectos de huella en superficie, emisiones, manejo de fluido de retorno, manejo de químicos, perturbación a la comunidad en materia de olor, ruido, polvo, así como desde el punto de vista técnico en materia del detalle técnico para la construcción y diseño de los pozos de exploración y producción y de pozos de inyección.

Convenio ANH – ANLA (277 de 2012)

Talleres y Trabajos con Expertos

Retos Ambientales y Sociales (2012)

- Universidad Texas, Penn State, Colorado
- Ex-Reguladores Colorado (D. Neslin), Pensilvania (J. Hanger)
- Ex- Enviado Especial Asuntos Energéticos Depto Energía (EU) David Goldwyn

Marco regulatorio y planeación (2013)

- J. Deutch (MIT) & M. Zoback (Stanford)

Aspectos socioeconómicos y emisiones (2013)

- Universidad de Cleveland (Iryna Lendel), Universidad Texas, y Texas A&M

Curso Yacimientos No Convencionales- ANH

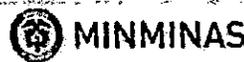
Capacitación realizada los días 15, 17, 18 y 21 de noviembre de 2016

La estrategia de capacitación está orientada a dotar a los profesionales del sector (institucionales y privados) de conocimientos técnicos, ambientales, sociales, de legislación, etc., con el fin de garantizar un óptimo desarrollo de la industria de los hidrocarburos en su nueva opción sobre YNC.

RESPUESTA:

Con base en lo mencionado en el presente documento, la ANH emite respuesta a su requerimiento, manifestando que no considera procedente impedir el ejercicio de la práctica de la estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales, con base en los siguientes argumentos:

1. La política del Estado Colombiano desde el año 2012 respecto de la exploración y





explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, es de incentivar su realización en aras de garantizar la autosuficiencia energética del país y de fortalecer los ingresos derivados de esta industria.

2. La política de Estado sobre la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales que hemos mencionado, se proyecta en escenarios como el fiscal, a través de normas como la que regula el Sistema General de Regalías y la reforma tributaria de 2016, profundizando la intención del Estado en garantizar su implementación.
3. De acuerdo con las competencias legales de la ANH, su misión fundamental consiste en materializar las políticas del Estado Colombiano en materia de hidrocarburos, a través de la administración integral de los recursos de hidrocarburos de propiedad del Estado, dentro de la cual se ha previsto el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, sin que le sea posible conforme sus facultades y competencias modificar dicha política.
4. El país ha venido desarrollando el marco legislativo de orden técnico y ambiental que permite viabilizar de manera óptima la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, documentando sus normas a través del conocimiento de las mejores prácticas internacionales y de las particularidades del territorio colombiano y de sus condiciones sociales y ambientales propias.
5. La normatividad ambiental existente hasta la fecha reconoce que la actividad de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales reviste unas características que obligan a que se le de un tratamiento especial, así que contempla unas medidas particulares al respecto tendientes a manejar y mitigar los posibles riesgos e impactos ambientales.
6. La normatividad técnica propende de manera contundente por la protección de las fuentes hídricas presentes en las áreas de influencia de los proyectos y por la seguridad de las operaciones en consideración al objetivo primordial de lograr los objetivos de los proyectos en YNC y de preservar los entornos en donde se desarrollan.
7. El Estado colombiano ha propiciado un amplio proceso de formación y de capacitación a los profesionales del sector de hidrocarburos y a los funcionarios de la institucionalidad involucrados con la temática de la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, en aras de garantizar la obtención de conocimiento técnico, ambiental, legal, social que permita viabilizar la realización



de este tipo de proyectos.

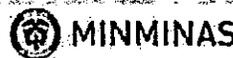
8. A la fecha no se ha comprobado en Colombia que se hayan generado impactos ambientales producto de la realización de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales, que no estén cobijados con un instrumento ambiental que los autorice.
9. No se encuentra comprobado que en Colombia la realización de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales, atente contra el goce de un medio ambiente sano, la existencia del equilibrio ecológico y el manejo y aprovechamiento racional de los recursos naturales para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución, la conservación de las especies animales y vegetales, la protección de áreas de especial importancia ecológica, los ecosistemas situados en las zonas fronterizas, así como de los demás intereses de la comunidad relacionados con la preservación y restauración del medio ambiente.

Lo anterior, porque una vez se lleven a cabo, las disposiciones normativas de orden técnico y ambiental a las cuales se encuentra sujeta su realización, garantizarán que tales operaciones no tengan como consecuencia las afectaciones que hipotéticamente fueron presentadas como posibles.

10. Para la realización de operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, es requisito fundamental contar con una licencia ambiental, para la cual la autoridad competente ha venido fijando los parámetros de elaboración tanto de los Estudios de Impacto Ambiental como de los Planes de Manejo Ambiental y los términos de referencia que corresponde. Así las cosas, sólo cuando los proyectos para YNC cuenten con las respectivas licencias, cuyo contenido no sólo identifica los impactos de las actividades sobre el medio ambiente, sino que de manera fundamental establece la forma como se va a mitigar, a manejar o a resarcir, será posible que los operadores realicen dichas operaciones.

En la medida en la cual la autoridad ambiental efectúe el control y seguimiento al cumplimiento de las obligaciones y responsabilidades de los instrumentos ambientales que autorizan la realización de las operaciones para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, se verificará la debida protección y manejo de los demás recursos y entornos naturales objeto de protección.

11. La ANH se encuentra atenta a efectuar el seguimiento y control contractual y técnico de las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, en cumplimiento de las funciones legales que le competen, una vez se verifique su ejecución.





Al contestar cite Radicado 20181400111881 Id: 273437
Folios: 40 Fecha: 2018-04-24 03:55:08
Anexos: 0
Remitente: OFICINA ASESORA JURIDICA
Destinatario: ALVARO EFRAIN DIAZ GRANADOS DE PABLO

Por lo mencionado, se reiterar que la ANH no considera procedente acceder a su solicitud de impedir el ejercicio de la práctica de la estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales dentro de los Contratos para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos suscritos para este tipo de yacimientos.

Cordialmente,

DAVID MONTAÑO GARCIA
Jefe Oficina Asesora Jurídica
Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Revisó: Mariela Hurtado/ Experto G3 Grado 06/ Componente Jurídico
Proyectó: Claudia Tatiana Salgado Jiménez/ Experto G3 Grado 05/ Componente Jurídico



1.

Bogotá, D.C., 2018-04-26 11:21

Doctor

ALVARO EFRAIN DIAZGRANADOS DE PABLO

Correo electrónico: alvaroedd@hotmail.com

Calle 28 No. 13A-24 Edificio Museo del Parque Torre empresarial, oficina 416
Bogotá, D.C.

Asunto: Respuesta su comunicado radicado en ANLA 2018038311-1-000 del 3 de abril de 2018: Requisito de procedibilidad Artículo 161 y 144 C.P.A.C.A. Técnica de fracturamiento hidráulico – Fracking
Expediente 15DPE4187-00-2018

Respetado doctor Diazgranados de Pablo:

En atención al comunicado del asunto, mediante el cual solicita a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, se impida el ejercicio de la práctica del fracking, dados los hechos, así como las consecuencias y efectos que, entre otros, se resumen a continuación:

"(...) I. HECHOS

1. La Contraloría Delegada para el Medio Ambiente de la Contraloría General de la República (en adelante la CGR), emitió FUNCION DE ADVERTENCIA¹ el 7 de septiembre de 2012 con radicado 2012EE0060874 denominada "PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN Y DESARROLLO SOSTENIBLE, POSIBLES RIESGOS, HIDROCARBUOS NO CONVENCIONALES" por los posibles riesgos ambientales relacionados con la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales –YHNC-, dirigida a los Ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible (en adelante MADS) y de Minas y Energía (en adelante MME), así como también a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (en adelante ANLA) y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en adelante ANH).
3. El 26 de marzo de 2014, la ANH modificó el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, los parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos no Convencionales. Igualmente se expidió la Resolución 90341 del 27 de marzo de 2014 por el MME, POR MEDIO DEL CUAL SE ESTABLECEN LOS REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUOS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

¹ La función de advertencia elaborada por la CGR, se soportó en la revisión de documentos internacionales relacionados con los eventos de sismicidad derivados de la inyección de fluidos y el fracturamiento, además de los riesgos asociados a la exposición de productos altamente tóxicos para el hombre y el ecosistema.



4. *A pesar de la expedición de las regulaciones comentadas, la CGR en cumplimiento del seguimiento a la "Función de Advertencia" en la vigencia de 2012-2014, verificó y constató, la existencia de respuestas y actuaciones por parte de las entidades requeridas, concluyendo este órgano de control, que, dentro de las respuestas allegadas, no satisfacían los objetivos propuestos, debido a que en muchas de ellas se planteaban argumentos superfluos y evasivos, sin olvidar que en varios de los requerimientos no se obtuvo respuesta de los cuestionamientos.*
6. *Como consecuencia de las falencias indicadas dentro de la Función de Advertencia por parte de la CGR, las entidades requeridas plantearon un plan estratégico para la implementación de la técnica de fracturamiento, que consistió en la realización de talleres y visitas en campos en los Estados Unidos y que denominaron "Programa de Gestión del Conocimiento". Con base en esta experiencia se realizó toda la reglamentación para implementar el FRACKING de manera homogénea en Colombia, lo anterior, sin considerar las diferencias geográficas y morfológicas del Subsuelo nacional, con relación a las zonas donde efectivamente se llevaron a cabo estos estudios.*
7. *En este orden de ideas concluyó la CGR, que las entidades vinculadas "no cuentan con suficiente información geológica propia sobre aguas subterráneas, neo técnica y sobre ecosistemas posiblemente afectados por esta técnica".*
8. *En vista del concepto emitido por la CGR, del día nueve (9) de noviembre de 2017, se radicó ante la ANLA, la ANH, el MADS y el MME, derecho de petición relacionado con el proceso de Fracturamiento Hidráulico, para así conocer en qué estado se encuentra dicha práctica en nuestro país y los efectos que pueden generarse en el ambiente.*
9. *Pese a que los estudios arrojados por la Contraloría datan del año 2012, sus conclusiones a la fecha no se alejan de la realidad en la medida que con fecha del quince (15) de diciembre de 2017 se recibió respuesta por parte de la ANH en donde aseguran que:*
 - a. *Si se han presentado incidentes de contaminación de acuíferos en países como Estados Unidos y Canadá, aunque los mismos han sido por fallas en la integridad de los pozos o por derrames en la superficie. Conclusión a la que llegaron sin considerar que los suelos en estados unidos son diferentes a los nuestros, dado que contamos con una inmensa falla de los Andes, circunstancia que aumentaría el grado de fracturamiento en la variedad de pozos que explotamos.*
 - b. *Para el desarrollo de dicha actividad se requiere un nivel de agua mayor al que se emplea en los yacimientos convencionales.*
 - c. *El fluido de retorno, además del fluido inyectado puede arrastrar componentes peligrosos naturalmente presentes en el yacimiento que no estaban en la superficie.*
 - d. *Puede generar sismicidad inducida, aunque la misma llega a tres (3) en la escala de Richter.*



Radicación: 2018050735-2-000

Fecha: 2018-04-26 11:21 - Proceso: 2018050735
Trámite: 69-15DPE - Derecho de Petición de Interés General

- e. Durante la estimulación hidráulica se pueden presentar emisiones por parte de los generados que inyectan el fluido en los pozos, así como genera ruido durante la actividad.
- f. En cuanto a la potabilización el agua empleada, es posible alcanzar la calidad del agua hasta un 70%, aunque no se tienen en cuenta los altos costos para dicho tratamiento pues es necesario el empleo de tecnología de punta. (frente a los cual cabe señalar que en el mismo vertimiento del pozo Lizama 158, siendo de extracción convencional, se requirió el instrumental y personal extranjero para manejar la catástrofe, lo cual demuestra la ausencia de medios en nuestro país que permitan desarrollar la actividad).
- g. Sobre las medidas de contingencia se tiene solamente tanques cerrados con tapa y ventilación.
10. Por su parte, la ANLA, procedió a dar respuesta en escrito del cuatro (4) de diciembre de 2017, manifestando que:
- a. Si bien existen tratamientos fisicoquímicos de filtración, como la osmosis inversa, la nanofiltración o procesos de evaporación-condensación, los mismos no garantizan que pueda alcanzarse la calidad de agua para el consumo humano o lograr su potabilización.
- b. El porcentaje que POSIBLEMENTE se puede potabilizar dependerá estrictamente de la tecnología de tratamientos que se implementen para tal fin.
- c. Las medidas de contingencia se limitan a los tanques cerrados con tapa y su ventilación de seguridad.
- d. Los compuestos inyectados reportan riesgo para la salud humana y el medio ambiente, específicamente cuando son sometidos a condiciones de alta presión. (tal y como se puede observar en el derrame de crudo de pozo convencional en Barrancabermeja el día dos (2) de marzo de 2018 al producirse una sobrepresión en el pozo Lizama 158)
- e. Asevera que la actividad de supervisión con relación a los químicos que se emplean en el fracking no son de su competencia. Como si esto no fuera una razón suficiente para al menos, en virtud del principio de precaución, abstenerse de otorgar permisos, hasta tanto descarte el peligro que estos químicos puedan repercutir en el medio ambiente.
- f. Sostiene que no existe ningún límite al uso del agua en los procesos de extracción.
11. Por su parte, el MME y el MADS guardaron silencio.

II. FUNDAMENTOS DE DERECHO

"(...)

Todo lo expuesto hasta aquí tiene como fin primordial evitar que con la ejecución del fracturamiento hidráulico se generen perjuicios irreparables en el ecosistema, pues si bien es un método que ha adquirido auge a nivel internacional, como lo es el caso de Estados Unidos, aun no se tiene certeza absoluta de todas las consecuencias negativas que pueden



desplegarse a largo plazo en la salud de los seres humanos, animales y por supuesto en el equilibrio del medio ambiente, pero por el contrario si tenemos evidencias de las consecuencias más agresivas (...)"

III. PETICIÓN

Con fundamento en el principio de precaución y en atención a la efectiva protección de los derechos colectivos (...) solicito se impida el ejercicio de la práctica del fracking, dadas las consecuencias y efectos anteriormente explicados:

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, procede a dar respuesta a su solicitud, en el ámbito exclusivo de sus competencias y funciones establecidas en el Decreto 1076 de 2015 y Decreto 3573 de 2011:

Sea lo primero aclarar, que la exploración de hidrocarburos mediante la técnica de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales es una actividad reglamentada y cuenta con normativa específica, a saber:

1. **Resolución 421 del 20 de marzo de 2014**, emitida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS, mediante la cual se adoptan los términos de referencia para elaboración de Estudios de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y en la cual se incluye el anexo 3 adicional para los yacimientos no convencionales.

La razón de establecer términos de referencia y requerimientos adicionales se fundamenta en las particularidades propias de las actividades de exploración de yacimientos no convencionales, *que ameritan un tratamiento y análisis especial con énfasis en las medidas de manejo y mitigación de potenciales impactos y riesgos ambientales y sociales*. Estos términos de referencia y requerimientos deben presentarse, por el interesado, como una parte adicional a los requerimientos de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos.

2. **Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013**, mediante el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, el cual en su artículo primero define lo siguiente:

“Artículo 1. Para los efectos del presente Decreto 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”



3. **Resolución 90341 del 27 de marzo de 2014**, emitida por el Ministerio de Minas y Energía, mediante la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, a través de la cual se imponen obligaciones que aseguran la integridad de los pozos durante la perforación y completamiento, entre las que se pueden citar las siguientes:

- Requerimientos rigurosos de cementación para pozos exploratorios y de desarrollo, para garantizar la integridad del pozo y el aislamiento de los acuíferos adyacentes y la posibilidad de contaminación de los mismos.
- Realización de pruebas de presión a todos los revestimientos, previo al inicio y de manera permanente, con el fin de verificar el adecuado aislamiento y verificar la necesidad o no, de suspender las actividades de estimulación hidráulica con el fin de implementar las obras que se requieran para asegurar el aislamiento.
- Garantizar que la distancia entre el pozo con estimulación hidráulica y el acuífero aprovechable para consumo humano, no podrá ser menor a 5 veces el radio de estimulación hidráulica.
- Prohibición para realizar operaciones de estimulación hidráulica en pozos que se encuentren a menos de 200 m de distancia en superficie, de un pozo de aguas construido con fines de consumo, irrigación, uso agropecuario u otras actividades de subsistencia.
- Ubicación de pozos de aguas subterráneas de consumo humano, profundidad del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo, línea base de sismicidad del área y la ubicación de fallas geológicas en un radio de 16 km, con el fin de realizar un análisis de riesgo que incluya el riesgo de intercomunicación de pozos, de migración de fluidos y la generación de sismicidad desencadenada.

En ese sentido, es a través de estas normas que se definen parámetros para el desarrollo de la actividad, con los cuales se garantiza la sostenibilidad de los recursos naturales y se minimiza, corrige o compensa los impactos al medio ambiente y a la población.

Asimismo, es importante tener en cuenta que previo al otorgamiento de la Licencia Ambiental para el desarrollo de proyectos, obras o actividades, que de acuerdo con la ley y los reglamentos, puedan producir deterioro a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje; la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales surte una etapa de evaluación de viabilidad ambiental del proyecto, considerando tanto la información presentada en el estudio de impacto ambiental – EIA, elaborado por el peticionario de la licencia², como, la identificación de impactos acumulativos que a nivel regional, en la práctica, se han evidenciado de alguna manera como significativos.

Para el caso en concreto, con relación a *considerar las diferencias geográficas y morfológicas del subsuelo* nacional, esta Autoridad le informa que la evaluación que se efectúa del EIA incluye la caracterización de los medios abiótico, biótico y socioeconómico, específica del área

² Los estudios ambientales (DAA, EIA y PMA) son los instrumentos básicos para la toma de decisiones, y con ellos se busca integrar ambiental, económica y socialmente los criterios para prevenir, mitigar, corregir, compensar y manejar los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad propuesta, con opciones alcanzables y razonables.



de influencia directa donde se pretende adelantar el proyecto, la cual, comprende, conforme los términos de referencia para la elaboración del EIA de proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, la siguiente información, entre otros aspectos que se encuentran en detalle, en dichos términos los cuales se encuentran disponibles en la página web del MADS y de la ANLA:

1. Geología: localización relativa de los acuíferos y la permeabilidad de las unidades estratigráficas que separan cualquier acuífero y la formación objetivo, teniendo en cuenta cualquier falla, diaclasas, fracturas o irregularidades similares, con base en el modelo hidrogeológico conceptual y la mejor información geológica disponible tanto por fuentes oficiales como propia del solicitante.
2. Calidad del agua subterránea: modelo hidrogeológico conceptual de la zona.
3. Descripción de las formaciones de aguas subterráneas.
4. Esquema de un perfil vertical geológico indicando las diferentes formaciones geológicas y resaltando la ubicación y las profundidades de las zonas objeto de estimulación hidráulica y de las formaciones de agua subterránea, con la información más precisa que el solicitante tenga disponible.
5. Calidad del aire.
6. Ruido.
7. Análisis de estructura de los ecosistemas presentes en el área de influencia de los componentes del medio biótico.
8. Caracterización de especies de flora y fauna por separado, por unidad de cobertura vegetal, con la georreferenciación del sitio de muestreo, indicando la categoría de cada una de las especies de acuerdo con las categorías establecidas por la Resolución 383 de febrero de 2010 o aquella norma que la modifiquen, adicionen o sustituyan, la UICN, libros rojos y la CITES.
9. Identificación de Áreas protegidas (de carácter público o privado) legalmente declaradas, otros instrumentos de ordenamiento/planificación, así como otras áreas de reglamentación especial (humedales, páramos, humedales designados dentro de la lista de importancia internacional de la convención RAMSAR y áreas de reserva de Ley 2ª de 1959, entre otros), ecosistemas estratégicos y ambientalmente sensibles establecidos a nivel local, regional, nacional, y/o internacional, áreas de interés científico o con prioridades de conservación contempladas por parte de Parques Nacionales Naturales de Colombia.
10. Radioactividad natural.
11. Los equipos maquinaria, sistemas y procesos para la estimulación hidráulica.
12. Los sistemas de almacenamiento de fluido de estimulación hidráulica, fluido de retorno y/o agua producida.
 1. Identificación de las fuentes de agua y caudal máximo requerido.
 2. El tipo y volumen total estimado del fluido base³.
 3. El tipo y cantidad estimada de propante.

³ Nota: En ningún caso podrá utilizarse diésel como fluido base del fluido de estimulación hidráulica, fluido utilizado para realizar la estimulación hidráulica del yacimiento, constituido por un fluido base, por lo general agua en un 98-99 % del volumen total, con la adición de un propante de entre 1-1.9 % del volumen total y aditivos químicos.



4. Los componentes químicos que serán potencialmente utilizados en los fluidos de estimulación hidráulica. Esto incluye:
 - Los productos de aditivos químicos en el fluido, incluyendo el nombre bajo el cual el producto ha sido mercadeado o vendido, el proveedor y una descripción del propósito del aditivo (por ejemplo, biocida, triturador, inhibidor de corrosión).
 - El nombre común y el número de registro del CAS para cada componente químico potencialmente utilizado en el fluido.
 - La concentración estimada de cada aditivo químico, expresado como un porcentaje de masa del volumen total del fluido.
 - Si la Identidad de un aditivo químico tiene derecho a la protección de secreto comercial conforme a lo establecido por la ley, el solicitante deberá incluir en el EIA una indicación de que la protección del secreto comercial se ha aplicado y en su lugar informará el nombre de la familia química relevante. En caso de que la ANLA requiera más información sobre dicho aditivo, solicitará la información. En caso de ocurrir un evento no planeado el solicitante deberá facilitar la información de manera oportuna a la entidad que lo solicite con fines de diagnóstico clínico o tratamiento médico.
5. Sobre los componentes químicos utilizados en la estimulación hidráulica el solicitante deberá mantener actualizada la información sobre riesgos para la salud, información ecotoxicológica (de existir) y concentraciones manejadas, así como la información existente sobre su biodegradabilidad, en una base de datos disponible al público de manera permanente.
6. Se deberá establecer un Área de Revisión para cada uno de los pozos o arreglo de pozos que serán estimulados hidráulicamente.
7. Análisis de riesgo general de contaminación de agua subterránea con sus respectivas medidas de manejo. Se podrá utilizar la Metodología para la evaluación de la vulnerabilidad intrínseca de los acuíferos a la contaminación publicada por el MADS.
8. Caracterización de la geología del subsuelo.
9. Identificación de pozos activos y/o abandonados, utilizando información existente y validación en campo.
10. Identificación de pozos de agua subterránea y profundidades de los mismos.
11. Análisis detallado de riesgo de contaminación de acuíferos para cada pozo o arreglo de pozos.

Esta evaluación se realiza en conjunto con la Subdirección de Instrumentos, Permisos y Trámites Ambientales, desde el instrumento de regionalización, con el objetivo de apoyar la toma de decisiones desde un análisis integral, frente al otorgamiento de licencias ambientales.

En ese mismo sentido, frente a la afirmación *no basta con las medidas de contingencia que se pretenden emplear, ni con sanciones que se impongan después de un posible desastre, pues el dinero no lograría compensar la gran cantidad de años que se requieren para reponerse a cualquier tragedia medioambiental*, esta Autoridad resalta que el estudio de impacto ambiental contiene el conjunto detallado de medidas y actividades orientadas a prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos y efectos ambientales debidamente identificados, que se causen por el desarrollo de un proyecto, obra o actividad, el cual incluye los planes de seguimiento, monitoreo, contingencia, y abandono según la naturaleza del proyecto, obra o actividad.



Así las cosas, si bien con el plan de contingencia se busca atender y controlar adecuada y eficazmente una emergencia, con este también se valoran los riesgos y se presentan los lineamientos para prevenir dichas emergencias, a partir de la identificación de los riesgos asociados al desarrollo del proyecto teniendo en cuenta la legislación vigente.

La gestión del riesgo, según lo dispuesto por la Ley 1523 de 2012, deberá abordar los procesos de conocimiento, reducción y manejo del mismo y en este contexto, se deberán identificar los eventos que puedan conducir a la ocurrencia de impactos ambientales no previstos dentro del normal funcionamiento y desarrollo de las obras y/o actividades de construcción del proyecto.

Ahora bien, con relación al *principio de precaución*, la Corte Constitucional en Sentencia C-703 de 2010 expresó lo siguiente, en relación con la aplicación del principio de precaución:

"(...)

PRINCIPIO DE PRECAUCION Y PRINCIPIO DE PREVENCION AMBIENTAL
Distinción/ PRINCIPIO DE PRECAUCION AMBIENTAL-Aplicación/PRINCIPIO DE
PREVENCION AMBIENTAL-Aplicación

Los principios que guían el derecho ambiental son los de prevención y precaución, que 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. Así, 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; en tanto que el principio de precaución o tutela se aplica en los casos en que ese previo conocimiento no está presente, pues tratándose de éste, 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 permiten adquirir la certeza acerca de las precisas consecuencias de alguna situación o actividad, aunque se sepa que los efectos son nocivos".

Acorde con lo anterior, los procesos de licenciamiento ambiental responden a la aplicación del principio de prevención definido por la Alta Corte, y en aplicación del Decreto 1076 de 2015, exige previo al otorgamiento de una licencia ambiental o establecimiento de un Plan de Manejo Ambiental, la presentación de Estudios, mediante los cuales se evalúa la viabilidad de otorgar o no el instrumento de manejo y control ambiental que contiene el conjunto detallado de medidas y actividades orientadas a prevenir, mitigar, los impactos y efectos ambientales.

General
050735-2-000
Fecha: 2018050735
Interés General



Dirección General



Radicación: 2018050735-2-000

Fecha: 2018-04-26 11:21 - Proceso: 2018050735

Trámite: 69-15DPE - Derecho de Petición de Interés General

Es decir que, una vez efectuado este análisis, es que se determina qué proyectos pueden coexistir en cada región del país, si son viables o no y las medidas ambientales respectivas que se deban implementar para prevenir, mitigar, controlar, compensar y corregir los efectos ambientales causados por el desarrollo del Proyecto.

En los anteriores términos consideramos atendida su petición.

Cordialmente,

Claudia V. González H

CLAUDIA VICTORIA GONZÁLEZ HERNÁNDEZ
Directora General

Medio de Envío: Físico

Ejecutores
JENNY CARDENAS MUÑOZ
Profesional Biótico/Contratista

Jenny Cardenas M.

Revisor / Líder
NUBIA CONSUELO PINEDA
MONROY
Líder Jurídico

Nubia Consuelo Pineda M.

JHON COBOS TELLEZ
Coordinador Grupo de Respuesta a
Solicitudes Prioritarias

Jhon Cobos Tellez

Fecha: 30 de abril de 2018

Archívese en: Expediente 15DPE4187-00-2018
Plantilla_Oficio_SILA_v3_42200

Nota: Este es un documento electrónico generado desde los Sistemas de Información de la ANLA. El original reposa en los archivos digitales de la Entidad.

Calle 37 No. 8 – 40 Bogotá, D.C. Edificio Anexo
Código Postal 110311156
Nit: 900.467.239-2
Centro de Contacto Ciudadano: 57 (1) 2540100 / 018000112998
PBX: 57 (1) 2540111
www.anla.gov.co



MINAMBIENTE



MINMINAS

Ministerio de Minas y Energía
Origen: DIRECCION DE HIDROCARBUROS
Rad: 2018030591 24-04-2018 02:54:09 PM
Anexos: 17 FOLIOS
Destino: D I A - DE INFRAESTRUCTURA ABOGADOS
Serie: 0 - NO APLICA

31

Bogotá, D.C.

Señor
ALVARO EFRAIN DIAZGRANADOS DE PABLO
De INFRAESTRUCTURA ABOGADOS
alvaroedd@hotmail.com
Calle 28 No. 13A – 24 Edificio Museo Parque, Torre Empresarial, Oficina 416
Ciudad

Asunto: Técnica de Fracturamiento Hidráulico – Fracking (Radicado Minminas 2018024392 del 03-04-2018)

Cordial saludo,

En atención a la comunicación del asunto, a través de la cual solicita se impida el ejercicio de la práctica del fracking, dadas las consecuencias y efectos por usted señaladas, esta Dirección considera hacer las siguientes precisiones:

1. Ante la afirmación de que "el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible guardaron silencio" frente a derecho de petición radicado el 9 de noviembre de 2017 con relación al proceso de estimulación hidráulica, debe señalarse que esta Dirección, a través del Oficio 2017080680 del 30-11-2017, dio respuesta a cada uno de los interrogantes por usted planteados.

En aquellos casos donde se consideró que la respuesta debía ser dada desde otra entidad por temas de competencia, se dio traslado de la misma, informando a usted en cualquier caso. La pregunta 4 fue remitida a la Vicepresidencia de Contratos de la ANH mediante Oficio 2017080949 del 01-12-2017, mientras que las preguntas 5 y 6 fueron enviadas a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, a través del Oficio 2017080950 del 01-12-2017.

Adjunto remitimos copia de las comunicaciones emitidas por esta Dirección.

2. La Contraloría General de la República en la función de advertencia del 2012, conmina a las autoridades y entidades implicadas en el asunto para que adopten las

Página 1 de 3

Calle 43 No 57-31 CAN Bogotá, Colombia
Conmutador (57 1) 2200 300
Código postal 111321
www.minminas.gov.co





medidas necesarias y suficientes tendientes a que la exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales se haga de manera sostenible; al tiempo que recomienda que dentro de la regulación técnico ambiental se incorporen los elementos necesarios para evitar la materialización de los riesgos geológicos (sismicidad), afectación recurso hídrico y salubridad pública.

Frente a lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía acogió la sugerencia del ente de control y formuló una resolución que incorporó las medidas necesarias para procurar que, en el evento de llegar a realizarse, un desarrollo de este tipo de acumulaciones, se haga de forma segura para las personas, preservando la calidad de los recursos naturales a su alrededor.

La Resolución 9 0341 del 27 de marzo de 2014, establece requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, derogando la Resolución 18 0742 del 16 de mayo de 2012, acto administrativo que estaba vigente al momento de la formulación de la función de advertencia, y que efectivamente no establecía medidas preventivas o de control para evitar los riesgos que se han identificado.

no se habían suministrado el tipo de información requerida en actitudes de negligencia por parte de las empresas

3. La normatividad técnica expedida por este Ministerio se complementa no solo con la Resolución 421 de 2014, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, mediante la cual se adoptan los términos de referencia para proyectos de exploración de hidrocarburos (incluidas las actividades en yacimientos no convencionales), sino también con otros actos administrativos que reglamentan la gestión y conservación de los recursos naturales, como por ejemplo el Decreto 1541 de 1978, donde se establecen lineamientos para el uso de las aguas no marinas en las regiones, garantizando que en el caso de que llegaran a existir requerimientos de agua para un uso industrial como la estimulación hidráulica, siempre existirá prioridad para el uso doméstico sobre los demás y prevalecerán los usos colectivos sobre los individuales.
4. El incidente relacionado con el afloramiento de crudo en predio cercano al pozo Lisama 158 es un hecho lamentable y desafortunado. Sin embargo, es preciso señalar que aunque en los departamentos de Santander y Norte de Santander no son extraños los afloramientos naturales de crudo, no se tiene registro de un evento de esta naturaleza y magnitud en el país. En este sentido, no consideramos procedente establecer alguna correlación entre la estimulación hidráulica y este hecho en particular.
5. El Ministerio de Minas y Energía es consciente de los riesgos asociados a la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales pero estamos convencidos que con un marco regulatorio técnico y ambiental, claro y estricto, como el que se ha construido, complementado con un control y seguimiento



permanente a su aplicación, es posible desarrollar las operaciones de forma segura y responsable.

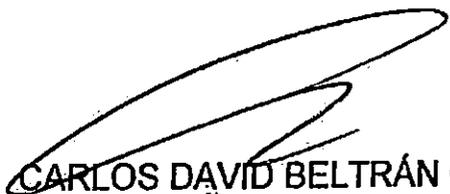
Posición similar se ha adoptado recientemente en el Territorio del Norte de Australia (Northern Territory - NT), zona que ocupa el centro y la región norte-central de dicho país.

El 14 de septiembre de 2016, el Gobierno del Territorio Norte anunció una moratoria y una investigación científica sobre la estimulación hidráulica de yacimientos continentales no convencionales en esta área, aclarando que la moratoria se extendería hasta tanto el Gobierno analizará los hallazgos de dicha investigación.

El pasado 27 de marzo, la Comisión Científica Independiente que llevó a cabo la investigación realizó la entrega del informe final, de cuyo documento se puede concluir que los riesgos asociados al desarrollo de restos recursos pueden ser reducidos hasta niveles aceptables si el marco regulatorio es suficientemente robusto y su exigencia se hace efectiva, lo que posiblemente llevará a un próximo levantamiento de la restricción existente como lo ha señalado el Primer Ministro del NT.

En virtud a lo señalado anteriormente, y considerando que ha sido un mandato del Congreso de la República a través de los Planes Nacionales de Desarrollo 2010 – 2014 (Ley 1450 de 2011) y 2014 – 2018 (Ley 1753 de 2013), este Ministerio continua trabajando en generar condiciones cada vez más apropiadas para aprovechar, de forma sostenible, el potencial hidrocarburífero con que cuenta el país en este tipo de acumulaciones.

Atentamente,


CARLOS DAVID BELTRÁN QUINTERO
Director de Hidrocarburos

C.C. Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano - MINMINAS

Anexo: Diecisiete (17) folios

Elaboró: Manuel Alejandro Montealegre Rojas ^{MA}
Revisó / Aprobó: Carlos David Beltrán Quintero

Rad. 2018024392 del 03-04-2018

TRD: 3

Página 3 de 3