



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

**INFORME DE ACTUACIÓN ESPECIAL - AT No. 31
SEGUIMIENTO FUNCIÓN DE ADVERTENCIA**

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA
Contraloría Delegada para el Medio Ambiente

Principio de Precaución y Desarrollo Sostenible, posibles riesgos
Hidrocarburos No Convencionales.

**CGR-CDMA N°. 037
NOVIEMBRE DE 2014**

Coordinación General: Carolina Montes Cortes
Contralora Delegado para Medio Ambiente

Ejecutivo de Auditoria: María Fernanda Rojas Castellanos
Dirección de Vigilancia Fiscal

Supervisora: Olga Isabel Garzón Pérez
Asesor de Gestión CDMA

EQUIPO DE TRABAJO

Jennifer Ángel A. Geóloga MSc.
Julio Fierro Morales. Geólogo MSc.
Oscar Rivero L. Ing. de Petróleos
Edgar Roa A. Geólogo

Bogotá D.C., noviembre de 2014.

Contenido

1. RESUMEN	4
2. ANTECEDENTES	5
3. CARTA DE CONCLUSIONES.....	7
4. OBJETIVOS DEL SEGUIMIENTO DE LA FUNCIÓN DE ADVERTENCIA	11
5. ALCANCE	11
6. SEGUIMIENTO A LA FUNCION DE ADVERTENCIA.....	12
6.1. Requerimientos de información a las Entidades	12
6.2. Respuestas remitidas por las Entidades	13
6.2.1. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS	14
6.2.2. Ministerio de Minas y Energía-MME	23
6.2.3. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA	30
6.2.4. Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH.....	40
7. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	53
8. HALLAZGOS.....	56
8.1. Hallazgo Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible MADS.....	57
8.2 Hallazgo Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).....	60
8.3 Hallazgo Ministerio de Minas y Energía.....	64
9. CONCLUSIONES.....	72

1. RESUMEN

La explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales-HYNC (por sus siglas en español), se ha constituido en una importante fuente de recursos energéticos en Estados Unidos. No obstante, la tecnología de explotación para este tipo de yacimientos conlleva riesgos de contaminación de las aguas subterráneas y superficiales, generación de sismos superficiales de moderada a mediana magnitud y generación de tensiones sociales por el uso de infraestructura vial, afectación al recurso hídrico por la ocupación de grandes áreas para su desarrollo.

Por estas circunstancias, la Contraloría General de la República (CGR) emitió Función de Advertencia (septiembre de 2012), remitida a los ministerios de Minas y Energía-MME y de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS, así como a la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH y a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA, ante potenciales riesgos de contaminación de aguas superficiales y subterráneas, y las posibles afectaciones por el desencadenamiento de sismos debido al proceso de fracturamiento hidráulico o “*fracking*” en el subsuelo. Estas entidades plantearon como base para estructurar la reglamentación requerida el desarrollo de un “*Programa de Gestión del Conocimiento*”, que consistió en la realización de talleres, visitas a campos productores en USA y contratación de expertos que conllevaron al establecimiento de los términos de referencia técnicos por parte del MME y ambientales por parte del MADS para la etapa de exploración de YHNC¹.

Sin embargo, luego de analizar las conclusiones de los talleres y el contenido de los actos administrativos derivados del proceso antes descrito, la CGR concluyó que el “*programa de gestión del conocimiento*” presenta insuficiencias en la generación y uso de conocimiento geológico y ambiental local y de las regiones del país con potencial para el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos a partir de yacimientos no convencionales. Aunque se hayan planteado convenios con el Servicio Geológico Colombiano y Colciencias para propender por la generación de este conocimiento, aún no se han finalizado ni se han obtenido los productos técnicos y científicos base para una reglamentación que obedezca a las necesidades y condiciones propias del territorio colombiano, conocimiento que debe ser parte fundamental de los términos de referencia establecidos por las entidades involucradas en el tema. Lo anterior se traduce en que las entidades competentes (Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Autoridad de Licencias Ambientales) no cuentan hoy con suficiente información geológica propia, sobre aguas subterráneas, neotectónica y sobre los ecosistemas posiblemente afectables por esta técnica, información que debe constituir la *línea base* de los términos de referencia que permita establecer criterios suficientes para evaluar la eventual afectación a los bienes naturales (impactos) en la fase de explotación de YHNC propiedad de la Nación, lo cual puede llegar a constituir o transferir pasivos ambientales y sociales hacia la población o en caso riesgos sobre el recurso hídrico y la estabilidad geológica de las regiones a nivel de consecuencias sismogénicas, así como arriesgar la base natural del territorio, en particular la calidad y la cantidad de aguas, con actividades como la reinyección de fluidos residuales en formaciones geológicas que a futuro podrían ser requeridas como reservas de agua para consumo humano, teniendo en cuenta el calentamiento global y la creciente demanda de este recurso.

¹ Resolución No. 90341 del 27/03/2014 del MME y Resolución No. 0421 del 20/03/2014 del MADS.

Por lo anterior, la CGR considera que al haberse realizado la subasta de bloques para la exploración de HYNC el pasado 23 de julio de 2014 (RONDA Colombia 2014 de la ANH), sin haberse subsanado las deficiencias en el conocimiento local y sin obtenerse previamente una plataforma de conocimiento que permita definir las restricciones ambientales y técnicas para el desarrollo de la actividad en los bloques ofertados, las entidades no han acogido el principio de precaución enunciado en la Función de Advertencia de 2012 de la CGR que advertía sobre los riesgos potenciales de la actividad.

El deterioro de la calidad de las aguas, fuente de vida para las siguientes generaciones, es un riesgo que ha llevado a la prohibición o restricción de las actividades de explotación de HYNC alrededor del mundo. La apuesta en Colombia de esta actividad falta a principios constitucionales como los de *Prevención y Precaución* y a los desarrollos filosóficos y jurídicos que constituyen los llamados derechos de tercera y cuarta generación, en particular en referencia al ambiente sano, la calidad de vida y a evitar las deudas y pasivos intergeneracionales a costa de los recursos del Estado.

2. ANTECEDENTES

La Contraloría Delegada para Medio Ambiente (CDMA), de la Contraloría General de la República (CGR) emitió el 7 de septiembre de 2012 Función de Advertencia por los posibles riesgos ambientales relacionados con la exploración y explotación de *Yacimientos de Hidrocarburos no Convencionales -YHNC (gas y aceite asociado a lutitas o rocas de rocas de grano muy fino y muy baja transmisividad de fluidos)*, dirigida a los ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS y de Minas y Energía-MME, a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH.

Dicha advertencia señala fundamentalmente la probabilidad de ocurrencia de deterioro de las aguas superficiales y subterráneas, y el riesgo por los posibles efectos derivados de la sismicidad inducida del proceso sobre centros urbanos o sitios poblados en el área de influencia de los proyectos YHNC. El documento se soporta en la revisión de documentación internacional respecto a la (re)activación de sismicidad relacionada con la inyección de fluidos y el fracturamiento, aspecto fundamental en la tecnología de explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos mediante fracturamiento hidráulico y en el hecho de moratorias y prohibiciones a este tipo de explotación en muchos lugares del mundo.

Específicamente durante las etapas de fracturamiento hidráulico (*Fracking*) se inyectan grandes volúmenes de agua a presión induciendo fracturas en paquetes rocosos que no contienen poros ni discontinuidades y que han sido previamente definidos y delimitados por estudios directos (perforación exploratoria) e indirectos (prospección sísmica). Posteriormente, se inyecta agua con adición de cientos de componentes químicos y de partículas submilimétricas de cuarzo u otros materiales particulados duros a semiduros que aseguren que la fractura creada por la inyección no se cierre y el hidrocarburo líquido o gaseoso pueda fluir.

En la fase de explotación existe el riesgo de que el fracturamiento se extienda fuera de la secuencia rocosa de interés u objeto de producción, y de esta manera se pueda producir la contaminación de aguas subterráneas (contaminar acuíferos adyacentes o cercanos), dado que los químicos usados son en su mayoría productos tóxicos para



los seres humanos. (Metanol, BTEX, Fluoruro de Hidrogeno, Naftalina, Ácido Sulfúrico, Formaldehído, entre otros)

De igual manera, se llamó la atención en la función de advertencia con respecto a la ubicación de las zonas prospectivas de no convencionales en relación con áreas protegidas y ecosistemas estratégicos, humedales, páramos, bosques altoandinos y bosques de vertientes, que pueden ser afectados por efectos no deseados en este tipo de explotación.

Por todo lo anterior, la función de advertencia invocó el *Principio de Precaución* y llamó a las entidades correspondientes a la adopción de medidas necesarias y suficientes para asegurar la preservación del patrimonio natural de los colombianos.

La Función de Advertencia emitida por la CGR ha dado lugar a una serie de estudios por parte de las autoridades advertidas con el fin de adaptar normativas e instrumentos previos a la entrada en operación de la etapa de explotación de YHNC en el territorio nacional. 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 Ministerio de Minas y Energía (*por la cual se establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*).



CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

3. CARTA DE CONCLUSIONES

Doctor
GABRIEL VALLEJO LÓPEZ
Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS
Bogotá D.C.

Doctor
TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA
Ministro de Minas y Energía
Bogotá D.C.

Doctor
FERNANDO IREGUI MEJÍA
Director
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA
Bogotá D.C.

Doctor
JAVIER BETANCOURT VALLE
Director
Agencia Nacional de Hidrocarburos
Bogotá D.C.

La Contraloría General de la República (CGR) en desarrollo de sus funciones constitucionales y legales, adelantó Actuación Especial por parte de la Contraloría Delegada para el Medio Ambiente y efectuó el seguimiento de la función de advertencia emitida por la CGR a fecha septiembre 07 de 2012 con radicado CGR No. 2012EE0060874, sobre: **“PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN y DESARROLLO SOSTENIBLE, POSIBLES RIESGOS, HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES”**, dirigida a los Ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS, Minas y Energía - MME, Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA y Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH.

En atención al seguimiento de la función de advertencia antes referida se desarrollaron una serie de actividades definidas en los objetivos de la Actuación Especial, identificada con la asignación de trabajo (AT) No. 31 de 2014 a efecto de examinar la gestión institucional de las entidades gubernamentales responsables de la política, las normas y su implementación en el tema de la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, así como de su aprovechamiento sostenible en el territorio nacional.

La actuación especial de seguimiento incluyó la recopilación y análisis de información técnica básica y fundamentalmente ambiental y desarrollos normativos a partir del 2010, así como de información sobre experiencias internacionales, donde se explotan yacimientos de hidrocarburos no convencionales mediante el método del “Fracking” o fracturamiento hidráulico de unidades roca de interés, a efecto de obtener gas o crudo por métodos no convencionales.

Específico al tema, la información que fue solicitada directamente a las entidades objeto de la Función de Advertencia, se basó en la estructuración de cuestionarios

para cada una de las entidades; así mismo, se efectuó el análisis y evaluación detallada de cada una de las respuestas remitidas sobre la gestión efectuada por las entidades durante estos dos últimos años en el tema de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales “YHNC”.

En este sentido, la CGR verificó el contenido, alcance, pertinencia y posibles deficiencias de las normas emitidas por los Ministerios de Minas y Energía - MME, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible - MADS, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA y la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, entidades del estado responsables del tema; esta evaluación se realizó fundamentada en normas de orden técnico y ambiental, de gestión administrativa y de control fiscal, las cuales constituyen los criterios soporte de las observaciones que se desprenden del presente informe seguimiento a la Función de Advertencia.

Una vez se estructuraron las observaciones que resultaron de la evaluación de la gestión de los Ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible, así como de la ANLA y la ANH, estas se trasladaron a dichas entidades, para lo de su competencia, una vez evaluada sus respuestas a las observaciones remitidas, se analizaron y discutieron los argumentos y documentos aportados, para finalmente dejar en firme los hallazgos que se estimaron se desprendían de la gestión de algunas de las entidades objeto de la Función de Advertencia de 2012 sobre explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Es responsabilidad de la administración de los Ministerios y de las entidades objeto del seguimiento de la Función de Advertencia el contenido y alcance de la información suministrada por cada una de ellas y que fue analizada por la Contraloría General de la República para la elaboración del presente informe.

La responsabilidad de la Contraloría General de la República consiste en producir un informe que contenga el pronunciamiento sobre la evaluación de la gestión y resultados obtenidos por la administración de los entes en las áreas y/o procesos revisados, en este caso el seguimiento a la Función de Advertencia.

A continuación se relacionan los principales resultados obtenidos, los cuales se presentan en detalle en el informe para cada entidad evaluada; a manera de resumen se destacan las siguientes conclusiones:

1. Se considera como un avance positivo el desarrollo normativo para el uso del fracking en Colombia, lo cual evidencia lo actuado por diferentes entidades del estado luego de la función de advertencia de la CGR en septiembre de 2012, avances representados en parte mediante la expedición de resoluciones, acuerdos y un decreto.
2. En lo relacionado con la gestión del conocimiento específico del territorio nacional y su utilización para el establecimiento de normas que propendan por la protección de los recursos naturales, en especial el recurso hídrico, para disminuir o controlar al máximo los riesgos, se evidenció que no se cuenta con líneas base ambientales previas al inicio de las operaciones de explotación, aspecto que contribuiría a un mayor control y seguimiento de tipo ambiental para prevenir o evitar daños en la salud pública, teniendo en cuenta las particularidades y condiciones de nuestra geología, riqueza ecológica, características y particularidades ambientales del territorio Colombiano.

3. El programa de gestión de conocimiento, a criterio de la CGR, representa un avance en el tema del fracking, sin embargo, presenta deficiencias dado que se soporta más en los desarrollos de Estados Unidos y Canadá y no se ajusta a las condiciones propias del país. Esto ha implicado que se requiera de estudios adicionales por parte del Servicio Geológico Colombiano y Colciencias, estudios que no aseguran estén concluidos o con resultados finales antes del inicio de la fase de explotación con la utilización del fracking.

Sin embargo, la Contraloría General de la República no desconoce la labor que se ha desarrollado a la fecha por parte del Gobierno Nacional a través de diversas entidades del estado a efecto de contar con marcos normativos de orden técnico y ambiental en el tema de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales, así mismo, reconoce los adelantos en materia de ampliación de conocimiento de orden técnico sobre el proceso de explotación de hidrocarburos no convencionales mediante el método de fracturamiento hidráulico o fracking, en embargo considera que se requieren mayores adelantos en materia de generación y aplicación de conocimiento técnico y ambiental local para evitar efectos negativos sobre los recursos naturales, el recurso agua y la salud pública.

RELACIÓN DE HALLAZGOS

En desarrollo del seguimiento a la Función de Advertencia sobre exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales y el principio de precaución, se evaluó la gestión en particular sobre estos puntos en cuatro (4) entidades del estado del sector central, como resultado de establecieron tres (3) hallazgos administrativos todos ellos con posible incidencia disciplinaria.

De acuerdo con la connotación de estos hallazgos, los mismos serán trasladados a las instancias competentes.

Plan de Mejoramiento

Las entidades deberán actualizar su plan de mejoramiento incluyendo las acciones de mejora que permitan eliminar las causas de los hallazgos detectados y comunicados durante la actuación especial y que se describen en el informe.

Dicho plan de mejoramiento debe ser reportado a través del Sistema de Rendición de Cuentas e Informes (SIRECI), dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al recibo del informe final, de conformidad con la Resolución 7350 de 2013.

Bogotá, D.C. 11 NOV. 2014


CAROLINA MONTES CORTES
Contralora Delegada para el Medio Ambiente

Aprobó: Comité Técnico No. 45 de octubre 24 de 2014.
Revisaron: María Fernanda Rojas Castellanos. Directora de Vigilancia Fiscal CDMA
Olga Isabel Garzón Pérez. Supervisora CDMA.
Elaboraron: Jennifer Ángel A., Julio Fierro Morales, Oscar Rivero L., Edgar Roa A.

4. OBJETIVOS DEL SEGUIMIENTO DE LA FUNCIÓN DE ADVERTENCIA

Objetivo general

El objeto del seguimiento de la Contraloría General de la República (CGR-CDMA) a la Función de Advertencia es la verificación de la efectividad, pertinencia, eficiencia, previsión, control y reducción de los potenciales riesgos ambientales derivados del fracking, incluye diferentes actividades y actos administrativos derivados de la gestión institucional producto o relacionada con la mencionada Función de Advertencia, lo anterior, mediante la evaluación de las normas expedidas o los ajustes a la reglamentación existente, de los instrumentos técnicos y ambientales realizados por las autoridades advertidas con el fin de atender los riesgos referidos en la función de advertencia. De igual manera, el seguimiento incluye la revisión de documentación internacional y en particular la estadounidense, en donde, desde perspectivas técnicas, ambientales y de salud pública se ha llamado la atención al Gobierno Americano sobre los riesgos y efectos negativos que sobre la sociedad y el ambiente puede causar el fracturamiento hidráulico para la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, conocido en inglés como “fracking”.

Objetivos específicos

Como objetivos específicos para el seguimiento de la Función de Advertencia se han planteado los siguientes:

- 4.1. Establecer la gestión que han adelantado los ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y de Minas y Energía, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y la Agencia Nacional de Hidrocarburos con relación a los aspectos técnicos y ambientales enunciados en la función de advertencia de la CGR en el 2012.
- 4.2. Evaluar si los ajustes normativos y técnicos de las entidades objeto de la función de advertencia, dan cuenta de la advertencia generada y propenden por la protección de los recursos naturales y del ambiente así como de la salud y el derecho al ambiente sano.
- 4.3. Evaluar si los ajustes normativos y técnicos de las entidades objeto de la función de advertencia involucran las experiencias y el conocimiento propio del territorio nacional, así como el conocimiento generado a partir de los impactos socio-ambientales documentados a nivel internacional, tanto en la fase de exploración como de explotación.

5. ALCANCE

Realizar el seguimiento a la gestión de las entidades objeto de la función de la CGR que advierte sobre posibles riesgos de contaminación de acuíferos y de aguas superficiales y de la sismicidad inducida por el procedimiento de fracturamiento hidráulico empleado en la extracción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales, específicamente los asociados a lutitas (rocas de baja transmisividad hidráulica).

Establecer si la normativa generada tiene una proyección a futuro teniendo en cuenta la tendencia creciente de uso este tipo de exploración y explotación de hidrocarburos, junto con los parámetros y lineamientos de vigilancia, seguimiento y control sobre este tipo de explotación de hidrocarburos.

Evaluar la pertinencia de los términos de referencia emitidos por las autoridades ambientales y de hidrocarburos, para el desarrollo de las actividades técnicas y ambientales en las fases de exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

Verificar que la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH involucre los ajustes normativos derivados de la función de advertencia en el proceso de promoción y adjudicación de bloques exploratorios en la ronda 2014, advirtiendo sobre las eventuales evoluciones normativas en el tema ambiental.

6. SEGUIMIENTO A LA FUNCION DE ADVERTENCIA

La Función de Advertencia fue comunicada al MADS mediante radicado 2012EE0060874, al MME con radicado 2012EE0060893, a la ANLA con radicado 2012EE0060897, y finalmente a la ANH mediante radicado 2012EE0060899 todos con fecha septiembre 7 de 2012.

En cumplimiento del seguimiento a la Función de Advertencia en la vigencia de 2012-2014, se verificó la existencia de respuestas y acciones por parte de las entidades objeto de la misma, concluyendo que al mes de mayo de 2014 la CGR recibió respuestas a los requerimientos del Órgano de Control Fiscal, las cuales no satisfacen los objetivos propuestos con la citada Función de Advertencia, ni de los requerimientos efectuados.

Por lo tanto, no se pudo establecer la atención dada por parte de las entidades advertidas sobre los riesgos descritos en la función de advertencia del 2012, con base en la información que reposa en los archivos de la CGR, por lo tanto se procedió a realizar requerimientos de información a cada una de las entidades involucradas en el tema.

6.1. *Requerimientos de información a las Entidades*

Por lo anterior la CGR – CDMA requirió información a las entidades objeto de la advertencia, en el marco del seguimiento a la función de advertencia, con el ánimo de establecer y verificar la atención e intervención a los riesgos advertidos en la misma mediante la gestión de las entidades responsables. En la **Tabla 1** se listan los oficios y las fechas de remisión a los Ministerios de Ambiente y Desarrollo Sostenible, de Minas y Energía, a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

Tabla 1. Listado de los oficios de solicitud de información generados por la CGR-CDMA en el marco del seguimiento a la Función de Advertencia.

Fecha	Entidad Origen	Entidad Destino	Tipo de documento	Descripción
-------	----------------	-----------------	-------------------	-------------

05/06/2014	CGR-CDMA	MME Amylkar Acosta Medina <i>Ministro</i>	Oficio 2014EE00993 24	Solicitud de información en el marco del seguimiento a la gestión que se desprendió de la función de advertencia sobre posibles riesgos ambientales asociados a la actividad de hidrocarburos no convencionales.
05/06/2014	CGR-CDMA	MADS Luz Helena Sarmiento V. <i>Ministro</i>	Oficio 2014EE00993 17	
05/06/2014	CGR-CDMA	ANH Javier Betancourt Valle. <i>Director</i>	Oficio 2014EE00993 14	
05/06/2014	CGR-CDMA	ANLA Nubia Orozco Acosta. <i>Directora</i>	Oficio 2014EE00993 03	

Elaboró: CGR-CDMA.

Los requerimientos de información dirigidos a las entidades tenían un plazo para respuesta de cinco (5) días hábiles siguientes a la notificación de los mismos. Por lo tanto las respuestas estaban previstas para ser allegadas alrededor del 18 de junio de 2014, sin embargo como no llegaron en el plazo concedido se realizó la reiteración del requerimiento por medio de correo electrónico oficial de los ministros y los directivos de la ANH y ANLA.

6.2. Respuestas remitidas por las Entidades

Las respuestas de las entidades a los requerimientos de la CGR-CDMA se radicaron los días 25 y 27 de junio y 3 de julio de 2014 en la ventanilla de recepción documental y se relacionan en la Tabla 2.

Tabla 2. Listado de oficios recibidos por la CGR-CDMA como respuesta de las entidades.

Fecha	Entidad Origen	Entidad Destino	Tipo documento	de	Descripción
25/06/2014	ANH Javier Betancourt V. <i>Presidente</i>	CGR-CDMA	Oficio 2014ER0089518		Respuesta al seguimiento a función de advertencia. Se adjunta CD con los documentos enunciados en la respuesta: - Copia resolución No. 90341 de 2014 del MME - Copia Acuerdo No. 3 (marzo 26 de 2014) - Documentos desarrollados por el Dr. David Neslin - Documento resumen de los talleres desarrollados en el marco del proyecto de gestión del conocimiento.
25/06/2014	ANLA Nubia Orozco A. <i>Directora General</i>	CGR-CDMA	Oficio 2014ER0089077		Respuesta al seguimiento a función de advertencia. Se adjunta CD con los documentos enunciados en la respuesta: -Circular 4120-3-38946 del 9 de septiembre de 2013

Fecha	Entidad Origen	Entidad Destino	Tipo de documento	Descripción
				- Matriz de respuesta de los comentarios recibidos objeto de la consulta pública - Propuesta de términos de referencia para las actividades de exploración de yacimientos no convencionales.
27/06/2014	MADS Francisco Gómez M. <i>Director de asuntos ambientales sectorial y urbana</i>	CGR-CDMA	Oficio 2014ER0090478	Respuesta al seguimiento a función de advertencia. Se adjunta CD con los documentos enunciados en la respuesta: - Conclusiones de los talleres de gestión del conocimiento - Informe final contrato Dr. David Neslin - Última versión Términos de Referencia de exploración de hidrocarburos
03/07/2014	MME Carlos Beltrán Q. <i>Asesor de despacho</i>	CGR-CDMA	2014ER0092499	Respuesta al seguimiento a función de advertencia. Se adjuntan 4 folios que contienen actas que soportan la realización de mesas de trabajo con entidades y empresas de hidrocarburos.

Elaboró: CGR-CDMA.

A continuación se relacionan por cada una de las entidades los requerimientos realizados por la CGR, seguidos de la respuesta de la entidad, y del análisis que realiza este ente de control.

6.2.1. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible-MADS

Requerimiento CGR al MADS

¿Cuáles actividades ha realizado para acoger la función de advertencia de la CGR en el proceso de formulación y establecimiento de los Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, y específicamente para la exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales?

Respuesta de la Entidad:

“Se realizó un programa de gestión del conocimiento que consistió en la adquisición de conocimiento a través de tres instrumentos:

1. *Talleres de Gestión del Conocimiento*
2. *Visitas a las áreas de operación en yacimientos no convencionales*
3. *Reuniones con autoridades ambientales internacionales”*

Para ejecutar la anterior estrategia, en conjunto con la ANH, MME, y ANLA realizaron 4 talleres, con conferencistas de la academia y de instituciones gubernamentales de otros países, así:

Fecha	Taller
-------	--------

3-5 / 12/2012	<i>Retos ambientales y sociales de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales</i>
01/02/2013	Marco regulatorio y planeación de las actividades de exploración y producción en yacimientos no convencionales.
08/02/2013	Buenas prácticas ambientales y sociales de la industria en la E&P de yacimientos no convencionales
27/02/2013	Desarrollo del gas natural no convencional: implicaciones sociales, económicas y ambientales.

Elaboró: CGR-CDMA

Se enuncia que las conclusiones de los talleres y las hojas de vida de los conferencistas y presentaciones se encuentran en la página web de la ANH.

Adicionalmente se realizaron visitas a las áreas de operaciones y conversaciones con diferentes autoridades en los EEUU y Canadá, resumidas en la siguiente tabla:

Actividades	Lugar	Participantes
-Visita a áreas de explotación de HYNC -Reunión con autoridades regulatorias	-British Columbia - Estado de Alberta, Canadá	Ministro (MADS) Directora ANLA Funcionarios MME y ANH
-Visita a operaciones -Reunión con la Texas Railroad comisión, Depto. de Estado de los EEUU, Depto. de Comercio, Depto. del interior y Agencia de Protección Ambiental- EPA -Depto. de Conservación Ambiental	- Dallas, Texas - Estado de Nueva York	Directivos ANLA y MME

Elaboró: CGR-CDMA

Finalmente, se contrató a un asesor internacional para apoyar la elaboración de la regulación desde el punto de vista ambiental y minero-energético. El objeto del contrato fue: *“Prestar sus servicios profesionales para la elaboración de los criterios y metodologías de evaluación y seguimiento del impacto ambiental de las actividades de exploración, explotación de yacimiento son convencionales YNC (petróleo y gas natural de lutita y gas metano asociado a mantos de carbón o CBM) en Colombia”,* y se contrató con el Dr. David Neslin.

La entidad afirma que *“las anteriores actividades de adquisición de conocimiento así como la contratación del experto internacional, formaron los cimientos técnicos y científicos con base en los cuales se elaboró la regulación que aborda cada uno de los aspectos asociados a los retos ambientales y sociales de las actividades de exploración de yacimientos no convencionales”.*

Análisis de la respuesta del MADS

De los talleres con expertos y de sus recomendaciones y sugerencias observa la CGR que se ha obtenido el soporte técnico para las propuestas de ajustes normativos, tanto de la institucionalidad minera como de la ambiental. Por tal razón, es pertinente analizar dichas conclusiones, recomendaciones y sugerencias con el fin de poder contextualizar la actuación institucional. Los textos en letra cursiva son tomados de manera literal del documento de las memorias de los talleres.

Es pertinente anotar que este análisis se enfoca fundamentalmente en los aspectos litosféricos, por ser este el componente geo-ecosistémico en que se pueden dar los efectos que fueron advertidos por la CGR en su Función de Advertencia de septiembre de 2012 sobre acuíferos y aguas subterráneas, su calidad y su cantidad, entre otros.

No obstante lo anterior, de manera general esta entidad de control observa que en los talleres y en sus conclusiones, no hay el marco general de observación de los principios constitucionales de precaución y prevención, lo cual es claro en que se hace explícito que es necesario iniciar las actividades, aun con un marco reglamentario incompleto.

No hay afán pero si se recomienda empezar y no esperar a tener una reglamentación ideal.

(...)

Se debe tener en cuenta no “pecar” por hacer las cosas muy rápido pero tampoco muy despacio. Las moratorias se identifican con procesos que han pecado por ser muy lentos.

Ya la Corte Constitucional, refiriéndose a los impactos ambientales relacionados con la actividad extractiva de minerales, ha establecido en la Sentencia C-339 de 2002:

(...) en caso de presentarse una falta de certeza científica absoluta frente a la exploración o explotación minera de una zona determinada; la decisión debe inclinarse necesariamente hacia la protección de medio ambiente, pues si se adelanta la actividad minera y luego se demuestra que ocasionaba una grave daño ambiental, sería imposible revertir sus consecuencias.

También llama la atención que los expertos extranjeros contratados por la institucionalidad energética, siendo oriundos de Estados Unidos, ignoren el hecho de que la Government Accountability Office-GAO², haya establecido en 2012 que:

(...) la extracción de gas y petróleo, tanto de yacimientos convencionales como no convencionales, genera riesgos tanto en la salud humana como en el ambiente y que la extensión de dichos riesgos se desconoce, en parte a causa que los estudios revisados generalmente no toman en cuenta los efectos potenciales y acumulativos en el largo plazo. Además, la severidad de los efectos adversos depende de su ubicación y de factores específicos que incluyen (...) geología, clima, prácticas empresariales y actividades regulatorias y de control (...)

El desarrollo de petróleo y gas, que incluye su extracción de formaciones de lutitas, involucra riesgos a la calidad del aire, la cantidad y calidad de agua, a los suelos y a la vida silvestre”

La cantidad de agua que se utiliza en un pozo para el fracturamiento hidráulico varía con la geología del yacimiento pero en los yacimientos no convencionales en Norte América, típicamente esta alrededor de los 5- 12 millones de galones por pozo. Para pozos de gas apretado y CBM se usan volúmenes significativamente menores.

La GAO (op cit.) establece que la extracción de gas o aceite de lutitas genera riesgos sobre las aguas superficiales y subterráneas por la extracción de aguas de corrientes,

² GAO (2012). Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks. Report to Congressional Requesters. United States Government Accountability Office.

lagos y acuíferos para las operaciones de perforación y fractura hidráulica, la cual puede afectar de manera negativa las fuentes de agua en cuanto a su cantidad. La extracción extensiva de aguas para dichas operaciones puede abatir los niveles freáticos y afectar manantiales y corrientes de agua superficial que se alimenten de ellos, así como a comunidades humanas.

Esta entidad oficial estadounidense también consigna en su informe al Congreso que el punto clave en lo referente a la cantidad de aguas es si la cantidad total de agua consumida para el desarrollo de campos de gas o petróleo de yacimientos no convencionales puede resultar en una pérdida significativa de aguas a largo plazo, dado el hecho que puede generar la remoción permanente de recursos del ciclo hidrológico. La GAO finalmente alerta acerca de que la información sobre el consumo total en estas actividades permanece en su mayor parte desconocida.

Teniendo en cuenta lo anterior, la CGR evidencia con base en la respuesta del MADS, que en el *programa de gestión del conocimiento* no se han concluido procesos o actividades que conduzcan al desarrollo del conocimiento local y regional, específicamente en lo relacionado al ordenamiento ambiental requerido para establecer zonas con alta vulnerabilidad a los impactos propios de la actividad de la exploración y principalmente de la explotación de *hidrocarburos de yacimientos no convencionales*, según la competencia de la entidad, como zonas de recarga, humedales, ciénagas, etc., según la competencia del MADS.

Actividades que deberían haberse realizado previamente a la subasta de bloques para exploración de HYNC en la RONDA Colombia 2014, la cual se realizó el 23 de julio de 2014, donde se ofrecieron 19 bloques y se recibieron solicitudes para 1 bloque en el Valle Medio del Magdalena.

Requerimiento CGR al MADS

¿Qué actividades de coordinación ha realizado con el Ministerio de Minas y Energía, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y la Agencia Nacional de Hidrocarburos para la formulación de los Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, y específicamente para la exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales? Lo anterior teniendo en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía ya ha establecido los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales mediante Resolución 90341 de 2014 del 27/03/2014 y que la celebración de contratos de la ronda 2014 se hará en agosto del 2014.

Respuesta de la Entidad

Respuesta: Como parte de las conclusiones del programa de Gestión del Conocimiento, se vislumbró que la articulación y coordinación interinstitucional entre el MADS, ANLA, MME, ANH y SGC, eran fundamentales para el manejo y control de aspectos asociados a la protección del agua subterránea, prevención y control de la sismicidad desencadenada, manejo de fluido de retorno y emisiones. Por esta razón desde el inicio del proceso se trabajó en conjunto con dichas instituciones, con el fin de determinar cómo abordar desde las competencias de cada entidad cada uno de dichos aspectos desde el punto de vista regulatorio.

Con base en lo anterior es importante mencionar que la regulación expedida por el Ministerio de Minas y Energía (Decreto 3004 de 2013 y Resolución 90341 de 2014), fue elaborada en coordinación con el MADS y ANLA, de manera que desde el punto de vista de diseño, construcción y verificación de integridad de los pozos de E&P y de los pozos de inyección, fuera abordado de manera adecuada es especial para la protección del recurso hídrico, así como para la prevención y control de la sismicidad desencadenada y el manejo del fluido de retorno. En otras palabras la regulación expedida por el MME es complementaria a los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos que están por ser expedidos por el MADS.

Análisis de la respuesta de MADS:

El MADS en su respuesta establece que en el *Programa de Gestión del Conocimiento* vislumbró la necesidad de la articulación y coordinación interinstitucional, y afirma que desde el inicio del proceso se trabajó en conjunto con instituciones como la ANLA, el MME, la ANH y el Servicio Geológico Colombiano-SGC. Sin embargo la CGR no pudo determinar, con base en la información aportada por la entidad, en qué consistieron las actividades de coordinación, y cuáles fueron los productos de dichas actividades, específicamente en lo relacionado a propender por el desarrollo del conocimiento geológico, sismológico e hidrogeológico local y regional, indispensable para determinar las regulaciones ambientales y para establecer las zonas con menor vulnerabilidad ambiental y social para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación, previamente a cualquier adjudicación de bloques o firmas de contrato con empresas operadoras de hidrocarburos.

Aunque la regulación del MME como afirma el MADS, "*es complementaria a los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos que están por ser expedidos por el MADS*". La función de advertencia y el requerimiento se orienta a establecer las actividades conducentes a la formulación de los términos para estudios de impacto ambiental responsabilidad del MADS.

Requerimiento CGR al MADS

¿Qué desarrollo normativo, técnico y de instrumentos se está definiendo o se ha definido para la fase de explotación, específicamente para hidrocarburos de yacimientos no convencionales?, teniendo en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía ya ha establecido los requerimientos técnicos y procedimientos tanto para la exploración como para la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales mediante Resolución 90341 de 2014 del 27/03/2014 y que la celebración de contratos de la ronda 2014 se hará en agosto del 2014.

Respuesta de la Entidad

Respuesta: A través de la contratación del Dr. David Neslin cuyo objeto de contrato fue "Prestar sus servicios profesionales para la elaboración de los criterios y metodologías de evaluación y seguimiento del impacto ambiental de las actividades de exploración, explotación, de yacimientos no convencionales YNC (petróleo y gas natural de lutita y gas metano asociado a mantos de carbón o CBM) en Colombia.", el Dr. Neslin y su equipo entregaron no solo los insumos para la regulación relacionada con la etapa exploratoria sino también para la etapa de explotación. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la ANLA, se encuentran actualmente revisando los documentos entregados por el Dr. Neslin con el fin de formular a futuro los Términos de Referencia para la Explotación de Hidrocarburos, incluyendo en yacimientos no convencionales.

Análisis de la respuesta de MADS

La CGR pudo establecer con base en la respuesta del MADS que a la fecha las actividades señaladas en el *Programa de Gestión del Conocimiento* sólo conllevaron a la formulación del borrador de los términos de referencia para Estudios de Impacto Ambiental-EIA para la actividad de perforación en etapa de **exploración** de HYNC, sin que hayan sido establecidos los términos para la fase de **explotación**, fase que conlleva los mayores riesgos ambientales.

Por lo tanto la CGR, concluye que persiste el riesgo de dejar de lado en el instrumento ambiental, impactos ambientales asociados a las fases de explotación.

Requerimiento CGR al MADS

Según la planificación del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ¿cuándo serán establecidos los Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental proyectos de perforación exploratoria y de explotación de hidrocarburos, y específicamente para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales? Sírvase adjuntar el cronograma de actividades adoptado para el desarrollo de los ajustes normativos hasta la entrada en vigencia de la norma en comento.

Respuesta de la Entidad

Respuesta: Se espera que los TdR para la elaboración de EIA de proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y específicamente para la exploración de HYNC estén publicados antes del 15 de Julio del presente año.

Análisis de la respuesta de MADS

En la respuesta el MADS se estableció como fecha límite para la publicación de los términos de referencia para el EIA de perforación exploratoria de hidrocarburos el 15 de julio de 2014. La CGR estableció, en el marco del presente seguimiento, que el MADS expidió la 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 e perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.*"³

³http://www.imprenta.gov.co/diariop/diario2.pdf?p_tipo=03&p_numero=0421&p_fecha=20/03/2014&p_onsec=1334762

Requerimiento CGR al MADS

Sírvase adjuntar la última versión de borrador de los Términos de Referencia para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales, y todos los soportes técnicos que llevaron a su planteamiento.

Respuesta de la Entidad

Respuesta: Se adjuntan los siguientes documentos:

- Conclusiones de cada uno de los talleres de Gestión del Conocimiento
- Informe final del contrato del Dr. David Neslin.
- Última versión de los Términos de Referencia de Exploración de Hidrocarburos

Análisis de la respuesta de MADS

El MADS adjuntó los siguientes documentos:

- 1_1506 Firm_Terms of Reference_producto Neslin
- 1_David Dillon Cover Letter for Technical Specifications
- 1_Draft EMP - Exploration vs. Draft EMP - Production (redline)
- 1_Draft Environmental Management Plan – Production
- 1_Draft Environmental Management Plan for Unconventional Reservoirs_YNC_SM
- 1_Draft Terms of Reference – Production
- 1_Final Criteria and Methodology Document
- 1_Technical Specifications for Shale Oil and Gas Wells and Disposal Wells_David Dillon
- 1_Terms of Reference (Exploration) v Terms of Reference (Production) – Redline
- Conclusiones Taller Buenas Prácticas YNC VF2
- Conclusiones Taller Gas Natural No Convencional
- Conclusiones Taller Marco Regulatorio YNC
- Conclusiones Taller Retos Ambientales y Sociales
- TdR exploración HC VF Para adopción sin CC

Con base en el análisis de estos documentos se ha soportado el seguimiento a la función de advertencia emitido por la CGR. Las conclusiones de los talleres y los insumos preparados por el asesor Dr. David Neslin, fueron evaluados concluyendo la CGR que no hay el marco general de observación de los principios constitucionales de precaución y prevención, lo cual es claro en que se hace explícito que es necesario iniciar las actividades, aun con un marco reglamentario incompleto.

Posteriormente la CGR adelantó la evaluación del borrador de los términos de referencia enviados por el MADS, y concluyó lo siguiente:

En áreas de influencia no se encuentran requerimientos de escala.

En los requerimientos de línea base se encuentra indefinición de escala: para geología, geomorfología y paisaje, escala 1:25.000 o mayor. Tampoco una caracterización detallada de las eventuales fallas sismo-generadoras.

Para suelos, información secundaria a cualquier escala. No se da cuenta con dichos requerimientos de la necesidad de línea base ante una eventual contaminación de suelos por fugas de aguas/gases o derrames o contingencias variadas.

La escala de hidrología se requiere 1:25.000 o mayor, lo cual no garantiza que eventuales impactos por daños ambientales en acuíferos someros o no profundos, que se encuentren en relación con las aguas superficiales pueda ser detectado o compensado adecuadamente, es decir para la CGR que para la CGR no permiten la gestión de los eventuales impactos ambientales en acuíferos locales y zonales (no permite identificar acuíferos con espesor menor de 100 metros) que pueden ser definitorios en el suministro de agua para poblaciones rurales o para la preservación ecosistémica.

No existe ningún requerimiento acerca del estudio de la relación entre aguas superficiales y acuíferos.

En calidad de aguas, la negligencia del MADS en la reglamentación de los límites máximos permisibles es usada de manera contraria a los intereses de los usuarios de las aguas, puesto que se dice que para metales pesados y metaloides, *“Una vez el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible reglamente los parámetros y los valores límites máximos permisibles en vertimientos puntuales a cuerpos de aguas, éstos deberán ser utilizados por el usuario”*. En este ítem se falta a los principios constitucionales de precaución y prevención.

En hidrogeología se requieren mapas en escala 1:25.000 o mayor, con lo cual los acuíferos locales que pueden ser estratégicos para comunidades humanas y ecosistemas no son caracterizados. Por otra parte, no existen requerimientos de caracterización de fracturas en las eventuales unidades hidrogeológicas que pudieren ser afectadas, a pesar de que este es uno de los ítems identificados como claves en los talleres realizados por las instituciones de gobierno, ni información de manantiales o pozos.

En geotecnia, la escala de trabajo requerida (1:25.000) no permite identificar deslizamientos con áreas menores a 1Ha, lo cual puede significar riesgos no detectados para el proyecto o el ambiente. Para esta escala no es probable llegar al nivel de amenazas por remoción en masa sino de susceptibilidad.

Requerimiento CGR al MADS

¿Cuáles son los ajustes normativos, que en lo referente a la sustracción (temporal o definitiva) de áreas de reserva forestal diferentes a las protectoras se han considerado para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos? Sírvase adjuntar propuestas o desarrollos normativos o de instrumentos.

Respuesta de la Entidad

La sustracción de las reservas forestales tiene su fundamento legal en el artículo 210 del Decreto 2811 de 1974, y en las facultades expresamente otorgadas a este Ministerio en el artículo 5 numeral 18 de la Ley 99 de 1993 y el numeral 14 del artículo 2 del Decreto ley 3570 de 2012. Además, en materia minera las contempladas en el artículo 34 del Código de Minas – Ley 685 de 2001.

Cuando se realiza la sustracción de una reserva forestal, no se hace uso de los instrumentos de manejo y control ambiental como ocurre cuando se otorga una licencia ambiental, sino que se está frente a un procedimiento diferente, especial y para cuya decisión se requiere contar con una serie de elementos técnicos, con fundamento en los cuales se determina la pertinencia o no de efectuar la sustracción de la reserva forestal, que corresponde realizar a este Ministerio.

Los estudios ambientales que se presentan para cada una de las sustracciones (temporales o definitivas) de las áreas de reserva forestal, que no deben confundirse con un estudio de impacto ambiental, se constituyen en el referente más importante para tomar las decisiones respectivas, a lo cual debe sumarse la especialidad que en el manejo de la función ambiental tiene este Ministerio.

En el proceso de evaluación de una solicitud de sustracción de reserva forestal, si bien resulta de suma importancia conocer el proyecto de utilidad pública e interés social que se

pretende desarrollar, el énfasis de la evaluación ambiental está dirigida en función del área que se pretende sustraer y la que se mantiene como reserva, así como la interrelación de los recursos naturales allí presentes, con el fin de evitar su fraccionamiento, garantizar que se mantengan corredores ecológicos, al igual que los bienes y servicios ambientales que presta el área de reserva. Por tanto, se evalúan las medidas de manejo ambiental, incluyendo las compensatorias.

La evaluación se refiere a la sustracción como quiera que la viabilidad ambiental de un proyecto es objeto de un trámite diferente correspondiente a la licencia ambiental, en los casos determinados en el Decreto 2820 de 2010.

En virtud de lo anterior, no se debe confundir el procedimiento dirigido a la sustracción de una reserva forestal que realiza este Ministerio, con el otorgamiento de una licencia ambiental, de un permiso, concesión u otro tipo de autorización ambiental, por cuanto son situaciones diferentes, con procedimientos, requisitos e impactos distintos y para lo cual se debe contar con estudios ambientales con alcances acordes al tipo de trámite.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Resolución 1526 "Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para la sustracción de áreas en las reservas forestales nacionales y regionales, para el desarrollo de actividades consideradas de utilidad pública o interés social, se establecen las actividades sometidas a sustracción temporal y se adoptan otras determinaciones", estableció los requisitos y el procedimiento para la sustracción de áreas en las reservas forestales nacionales, para el desarrollo de actividades económicas declaradas por la ley como de utilidad pública o interés social que impliquen remoción de bosques o cambio en el uso de los suelos o cualquiera otra actividad distinta del aprovechamiento racional de los bosques.

En este orden de ideas, teniendo en cuenta que el marco normativo relacionado con el proceso de sustracción continua vigente, la resolución en comento y los términos de referencia que hacen parte integral de la misma, se encuentran vigentes y no han requerido de ajuste normativo.

Análisis de la respuesta de MADS

Los enfoques en vulnerabilidad y no en amenaza han sido los tradicionales como la base para la actuación de las autoridades ambientales, y en particular el MADS, para las decisiones sobre la sustracción de reservas forestales. No obstante, para la CGR es necesario avanzar en un enfoque de riesgo, puesto que para decidir sobre sustracciones temporales o definitivas, no es igual pensar en la afectación que sobre el funcionamiento de los elementos del ecosistema implica una actividad de minería a cielo abierto que el de una vía, y en el caso que nos ocupa no es igual el efecto que sobre un área de reserva tiene un yacimiento convencional con la ocupación de un

área de exploración o explotación mínima a la que necesita la explotación de no convencionales.

En este sentido considera la CGR prudente plantear la reglamentación con un enfoque diferenciado basado en el análisis de riesgos de acuerdo con la actividad para la cual se solicita la normatividad específica.

6.2.2. Ministerio de Minas y Energía-MME

Requerimiento CGR al MME

¿Cuáles actividades ha realizado para acoger la función de advertencia de la CGR en el proceso de formulación y establecimiento de los actos administrativos que establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales?

Respuesta de la Entidad

El Ministerio de Minas y Energía, a través de la Resolución 9 0341 del 27 de marzo de 2014, derogó en su mayoría lo señalado en la Resolución 18 0742 del 16 de mayo de 2012 y definió nuevos requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Mediante este acto administrativo, y en concordancia con las preocupaciones manifestadas por la CGR dentro de la Función de Advertencia, éste Ministerio formuló una reglamentación técnica orientada a la prevención y minimización de los impactos ambientales que se atribuyen al desarrollo de los yacimientos no convencionales (YNC), así como al monitoreo de variables que permitan asegurar que las operaciones se realizan bajo condiciones seguras sin afectación los recursos naturales y de las comunidades asentadas en las áreas vecinas a las zonas donde se desarrollan las actividades.

Especificaciones técnicas para la construcción de pozos

La contaminación de aguas subterráneas suele ser un impacto atribuido a la explotación de YNC, y más específicamente, aunque erróneamente, a la estimulación hidráulica. La afectación al recurso hídrico se asocia regularmente a la migración de fluidos a través de las fracturas que se crean durante las operaciones de estimulación. Estos fluidos suelen ser los hidrocarburos contenidos en las rocas almacenadoras o aquellos que se inyectan durante las operaciones de fracturamiento.

La revisión de casos existentes a nivel mundial, y la asesoría recibida de expertos internacionales, coinciden en afirmar que la presencia de contaminantes en aguas subterráneas, especialmente de metano, se debe o bien a la presencia natural de éste en los suelos o al escape del gas desde los pozos productores como consecuencia de condiciones mecánicas deficientes o defectuosas de los mismos. En este contexto, la primera intención del Ministerio con la expedición de esta Resolución, es la de garantizar la implementación de buenas prácticas durante la etapa de construcción de los pozos, y especialmente durante la cementación de los revestimientos, de forma tal que se garantice un adecuado aislamiento entre el pozo y la formación, evitando la migración de fluidos hacia el subsuelo. Así pues, se fijaron profundidades para sentar revestimientos que protejan los acuíferos superficiales aprovechables, se definieron estándares para las prácticas de cementación y se establecieron requerimientos de prueba y evaluación del cemento, teniendo en cuenta los estándares más altos.

Regulación de las operaciones de estimulación hidráulica

Teniendo en cuenta que la estimulación hidráulica es una operación indispensable para el desarrollo de los yacimientos no convencionales y que dicha operación es objeto de la mayoría de críticas y objeciones interpuestas a la explotación de los YNC, su reglamentación y supervisión se consideró fundamental al momento de la formulación de esta nueva reglamentación.

Considerando no solo la preocupación de la CGR sobre la posible afectación al recurso hídrico, sino el interés del Ministerio por garantizar que las operaciones se ejecuten sin afectar los recursos naturales y las comunidades, la primera medida que se tomó para evitar cualquier posible impacto de la estimulación hidráulica sobre las fuentes de abastecimiento futuras y existentes, fue la de restringir las operaciones cuando no se garantizan unas distancias mínimas de seguridad en función del tamaño y tipo de las actividades. En el mismo sentido, y siguiendo recomendaciones de expertos en la materia, también se restringió el desarrollo de operaciones de estimulación en zonas donde la presencia de fallas potencialmente peligrosas, no garantiza operaciones seguras por la incidencia que se pueda tener en materia de sismicidad.

Como segunda medida, y en relación con esto último, la reglamentación plantea que aunque no se ha demostrado que la estimulación hidráulica tenga relación directa con la generación o aumento en la actividad sísmica en el área donde se desarrollan las operaciones, resulta importante para el regulador, las comunidades y la industria misma, tener certeza sobre el efecto que sobre el particular, se pueda generar. En tal sentido, la reglamentación plantea la obligación de levantar una línea base de la actividad sísmica antes del inicio de las operaciones y un registro de la misma durante la estimulación, de forma tal que se puede definir si existe o no una correlación entre ellas.

En este punto resulta importante resaltar la vinculación, en materia de control y monitoreo al Servicio Geológico Colombiano, para garantizar conocimiento científico y transparencia en la evaluación del impacto que pueda suceder.

Todo lo anterior permite afirmar que durante la formulación y establecimiento del acto administrativo que establece los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, se incorporaron y consideraron los aspectos señalados por la CGR en la Función de Advertencia del 2012.

Análisis de la respuesta de MME

La CGR en la Función de Advertencia planteó los riesgos sobre la calidad de agua. Por su parte, la entidad de control estadounidense GAO (op. cit.) revisó estudios y publicaciones para concluir que la extracción de gas y petróleo de yacimientos no convencionales pone en riesgo la calidad aguas superficiales y subterráneas como resultado de derrames o vertimientos de aguas de producción, químicos, cortes de perforación o por la migración de gases y químicos provenientes del subsuelo.

Desde otro punto de vista se puede poner en riesgo la calidad del agua subterránea por el eventual escape e invasión de los fluidos de fracturamiento o por escapes de metano hacia acuíferos adyacentes en capas de roca que no son los objetivos de la explotación. Investigadores de la GAO, Ingraffea⁴ y otros han planteado que la cementación de los pozos es una práctica que si bien reduce el riesgo de

⁴ Anthony Ingraffea es profesor e investigador del Colegio de Ingeniería de la Universidad de Cornell. Es director del Grupo de Fracturas de Cornell y coeditor y editor en jefe de la publicación Engineering Fracture Mechanics. Los datos son tomados de la conferencia "Lethal gas/oil Wells: Anthony Ingraffea at TEDxAlbany 2013"

contaminación de aguas subterráneas, no la elimina por completo. Con base en datos de Bruffato et al⁵. (2003), Ingraffea establece que cerca del 5% de los pozos de petróleo en los Estados Unidos presenta fallas en su cementación el primer año. No obstante lo anterior, el crecimiento incontrolado de las fracturas inducidas por el método de fracturamiento hidráulico puede causar finalmente la contaminación de acuíferos y aguas subterráneas.

A este respecto, el diseño de la presión y la mezcla de lodos de perforación se basa en inferencias, falta de precisiones geofísicas y en los resultados de las perforaciones exploratorias que dan lugar a modelos muy complejos, pero las condiciones de esfuerzo-deformación de las rocas pueden cambiar de un metro a otro dada la complejidad de la historia geológica y condición real de esfuerzos, la heterogeneidad y la anisotropía de las rocas (las fracturas pueden cambiar totalmente su comportamiento de una capa a otra y de hecho, expertos como Ingraffea proponen un comportamiento no lineal caótico para los fluidos dentro de las fracturas). Dicha incertidumbre puede llevar a la posibilidad de inyectar soluciones o gases a cuerpos rocosos adyacentes que contienen aguas subterráneas -de manera accidental y no prevista- como metano, lodos naturales provenientes de las lutitas, químicos de los fluidos de fracturamiento, entre otros.

La GAO (op. cit.) cita estudios del Center for Rural Pennsylvania (2011), de la Universidad de Duke (2011) y del Ground Water Protection Council (2011) en las cuales se discute el potencial de contaminación hacia las aguas para consumo humano inducido por los procesos de fracturamiento hidráulico. Los estudios de la Universidad de Duke establecen que si bien existe metano en las aguas de la región, las concentraciones de este gas son sustancialmente más altos en cercanías a los pozos de gas de lutitas. No obstante, los investigadores reportaron que no encontraron evidencias de fluidos de fracturamiento en ninguna de las muestras. Por su parte, tanto el Ground Water Protection Council como el Center for Rural Pennsylvania no encontraron efectos significativos de contaminación relacionados con el fracturamiento hidráulico.

Pero toda esta falta de certeza es obviada en las conclusiones, puesto que se consigna que:

Los modelamientos permiten saber la dirección y que tanto las fracturas van a proyectarse tanto horizontal como verticalmente.

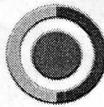
Por lo general las fracturas pueden proyectarse hasta 100 o máximo 300 m por encima de la fractura.

Es evidente que si un modelo permite saber, existe falta de concordancia en plantear que *por lo general* las fracturas se proyecten una u otra distancia.

Las fugas de metano asociadas a la contaminación de acuíferos por fracturamiento hidráulico en Estados Unidos, son excepcionales y en todos los casos se documentó que la causa era la pérdida de integridad del pozo.

Las fugas de gas metano y otros elementos tóxicos contenidos en las rocas (depende de las rocas perforadas, pueden existir metales pesados, metaloides y elementos radioactivos) y en el reflujos de los lodos de perforación y aguas de inyección/producción, son accidentes que, de ocurrir, causan daños ambientales por contaminación de suelo, subsuelo, aguas superficiales y acuíferos someros que

⁵ Bruffato, C., Cochran, J., Conn, L., Power, D., El-Zeghaty, S., Fraboulet, B., Griffin, T., James, S., Munk, T., Justus, F., Levine, J., Montgomery, C., Murphy, D., Pfeiffer, J., Tiraputra, P., Rishmani, L. (2003). From mud to cement – Building gas wells. En Oilfield Review.



conlleven el riesgo de daños a la salud de seres humanos y ecosistemas, tal como ha sido advertido por la Government Accountability Office en su informe al Congreso de los Estados Unidos (GAO, op. cit).

Otro experto del sector petrolero como Veatch⁶ (2008) enumera las fuentes de incertidumbre acerca de las fracturas creadas hidráulicamente:

- ¿Qué tanto penetran?
- ¿Cuál es su extensión vertical?
- ¿Cómo es su simetría respecto al pozo?
- ¿Son planares o “multiramificadas”?
- ¿Cómo son sus geometrías en el perímetro?
- ¿En qué dirección se desarrollan?
- ¿Qué tanta conductividad poseen?

Por otra parte, Vincent⁷ (s.f.) expone las simplificaciones “convenientes” para diseñar el fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales:

- Fracturas simples, planares, verticales, hidráulicamente continuas y de alta conductividad.
- Reservorios homogéneos o en capas simples
- Regímenes de flujo simples
- Regímenes de flujo similares en fracturas y en reservorios
- Distribución de propanes con distribución perfectamente uniforme
- No pérdidas de presión en los fluidos fracturantes

Estas y otras simplificaciones llevan a modelos predictivos que poco se ajustan a la realidad y que pueden llevar a pérdida de conexiones hidráulicas en las fracturas, pero también a que el diseño de fracturamiento pueda prolongarse mucho más allá de lo esperado, causando contingencias no previstas a grandes profundidades. Evidentemente las características pocas conocidas pueden relacionarse con eventuales contaminaciones de aguas subterráneas.

También preocupa a la CGR que basar toda la protección de acuíferos en la cementación de los pozos puede llegar a ser una medida insatisfactoria en caso de sismos, y toda la zona andina colombiana tiene diferentes gradientes de amenaza por terremotos. La amenaza sísmica genera incertidumbres que no son resueltas en los ajustes normativos que presenta el MME. En la respuesta el MME enuncia que “(...) siguiendo recomendaciones de expertos en la materia, también se restringió el desarrollo de operaciones de estimulación en zonas donde la presencia de fallas potencialmente peligrosas, no garantiza operaciones seguras por la incidencia que se pueda tener en materia de sismicidad. (...)”, sin embargo, según se observa en las respuestas de las entidades aún no se culminan las actividades de cartografía sismotectónica y de levantamiento de línea base sismológica a desarrollar en convenio con el Servicio Geológico Colombiano-SGC, por lo que para empresas operadoras y entidades regulatorias es imposible determinar o delimitar las áreas sísmicamente activas (fallas potencialmente peligrosas según el MME) que generarían la restricción en el desarrollo de operaciones de estimulación hidráulica.

La información con la que se ilustraron los antecedentes de sismicidad inducida se base en estudios realizados en Estados Unidos (U.S. Dept. of Energy, ilustrado en la presentación “Induced Seismicity Associated with Shale Energy Development” del

⁶ Veatch, R. (2008). A historical perspective of hydraulic fracturing. Society of Petroleum Geologist Mid Continent Section. Tulsa, Oklahoma.

⁷ <http://www.spe.org/dl/docs/2010/MikeVincent.pdf>

consultor Dave Yoxtheimer) e Inglaterra (De Pater & Baisch⁸, 2011). Para ambos casos, los yacimientos, tanto convencionales como no convencionales, se ubican en terrenos denominados desde el punto de vista geológico como epirogénicos, es decir que fueron levantados sin rupturas o grandes deformaciones estructurales, historia diferente al levantamiento de nuestras montañas andinas, piedemontes y valles, levantados en procesos orogénicos más complejos y que dejaron rocas muy fracturadas.

La complejidad de fallas geológicas en Colombia resulta evidente al hacer una comparación y compilación de estudios geológicos, tanto oficiales como privados. En el mismo Mapa Geológico de Colombia, publicado por Ingeominas⁹ (2006), se consigna de manera explícita dicha complejidad. También preocupa a la CGR las deficiencias en conocimiento respecto a la sismogeneración en Colombia, el listado no actualizado de fallas activas en Colombia (París & Romero¹⁰, 1994; París et al.¹¹, 2000), la existencia de estudios que relacionan sismos inducidos con explotaciones de yacimientos convencionales y no convencionales en otros lugares del mundo (Nicholson & Wesson¹², 1990; Keranen¹³ et al., 2013, y reportes del USGS con el Geológico de Oklahoma¹⁴ en 2011 y del Ohio Department of Natural Resources sobre los sismos de Youngstown en 2011) y el innegable cambio en el campo de esfuerzos que se introduce con la inyección de fluidos y que puede modificar las características de los elementos de la deformación (fallas, pliegues y fracturas), no pueden tomarse a la ligera (el caso de la tecnología Star y su relación con los sismos someros casi diarios en los campos de Rubiales, Pirirí y Quifa se constituyen en antecedente preocupante). No obstante, la simplificación de estos factores en las conclusiones y recomendaciones de los talleres preocupa a la CGR:

“(..)

Hay diferencias entre los sismos inducidos y los desencadenados (triggered). La sismicidad desencadenadora (triggered) puede pensarse como sismos naturales que se han adelantado en el tiempo por procesos como la inyección de agua residual. Los sismos inducidos solo ocurren debido a grandes perturbaciones como los cambios de la presión de poro que ocurre durante el fracturamiento hidráulico. Los sismos inducidos durante el fracturamiento hidráulico son extremadamente raros y nunca han sido de suficiente magnitud para causar daño o preocupación.”

Las generalizaciones llevan a ignorar el principio de precaución cuando se simplifica a tal grado la complejidad tectónica del país y se afirma que:

“Los sismos de gran escala son causados por las fallas grandes las cuales son fácilmente identificables.”

El caso del sismo de Kobe en 1995 ilustra bastante bien como fallas no consideradas como sismogénicas pueden causar desastres (Kikuchi¹⁵, 1995), es decir, ilustran la complejidad y la incertidumbre. La Falla de Nojima presentó actividad el 17 de enero

⁸ De Pater & Baisch (2011). Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity. Informe para Cuadrilla Resources.

⁹ Ingeominas (2006) Mapa geológico de Colombia

¹⁰ París, G. y Romero, J. Fallas activas en Colombia. (1994). Boletín Geológico. INGEOMINAS. Vol. 34, No. 2-3. Santa Fe de Bogotá.

¹¹ París, G., Machette, M., Dart, R. & Haller, K. (2000). Map and database of Quaternary faults and folds in Colombia and its offshore regions. United States Geological Survey.

¹² Nicholson, C. & Wesson, R. (1990). Earthquake hazard associated with Deep Well Injection. Denver: U.S. Geological Survey.

¹³ Keranen, K., Savage, H., Abers, G. & Cochran, E. (2013). Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence.

¹⁴ <http://www.usgs.gov/newsroom/article.asp?ID=3710#U87rhfl5N9E>

¹⁵ Kikuchi, M. (1995) Source process of the Kobe earthquake of January 17, 1995, Chishitsu-news, 486, 12-15

de 1995 y causó un sismo de magnitud 6,9 en la escala de Richter, con grandes daños en la Isla Awaji y la ciudad de Kobe.

Para ese entonces, Japón contaba con un catálogo de fallas activas que había sido publicado en 1980¹⁶ y actualizado en 1991¹⁷. En Colombia, el catálogo de fallas activas es muy preliminar (Paris & Romero, op cit.), basado en cartografía geológica no detallada, criterios morfotectónicos y compilación de información secundaria. Una actualización del catálogo sería pertinente, con la inclusión de información de la red sísmológica, de las redes de acelerógrafos de algunas ciudades del país como Bogotá; los estudios de sismicidad histórica, arqueológica e instrumental; la paleosismología, ensayos y análisis dinámicos de materiales (rocas, suelos, depósitos), especialmente en las áreas destinadas para este tipo de actividades, a las escalas de detalle que este tipo de estudios requiere. Dadas estas incertidumbres en el conocimiento, recomendaciones como las consignadas a continuación quedan sin soporte técnico suficiente:

“El desarrollo de pozos de inyección que están cerca o en zonas del Precámbrico o en donde hay fallas geológicas deberían ser evitadas en algunas regiones.

(...)

Se debe evitar inyección de agua en o cerca de fallas activas.”

No existen razones técnicas para reducir la preocupación por aspectos de sismicidad activa, o a la inducción de ésta a las zonas cercanas a las rocas precámbricas y se reitera que no existen estudios detallados sobre las fallas geológicas activas en Colombia, con excepción de la Falla de Ibagué (Osorio et al¹⁸, 2005) y la de Bucaramanga (Diederix et al¹⁹, 2009).

Con base en la argumentación del MME se concluye que es muy importante el trabajo interinstitucional con el Servicio Geológico Colombiano, que se vincula *“en materia de control y monitoreo (...) para garantizar conocimiento científico y transparencia en la evaluación del impacto que pueda suceder”*, tanto para garantizar el correcto y adecuado levantamiento de una línea base de la actividad sísmica antes y durante las operaciones de estimulación hidráulica, como para generar la cartografía e identificación de fallas activas empleando la red sísmológica nacional y en cumplimiento de sus funciones como generador del conocimiento geológico del país, más aún cuando recientemente en la reestructuración de dicha entidad se creó una dirección de hidrocarburos. Esta responsabilidad se ve atribuida al SGC en la resolución 90341 del 27 de marzo de 2014, donde se establece de forma ambigua que el monitoreo de sismicidad se debe realizar de acuerdo a las especificaciones del SGC.

Por lo tanto, en el marco del trabajo interinstitucional el MME y el SCG deben desarrollar dicho conocimiento y dichas especificaciones, previamente al inicio de las actividades de exploración y más aún de explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales. Teniendo en cuenta que el 23 de julio de 2014 se realizó la RONDA Colombia 2014, donde se ofertaron bloques para exploración de YHNC, y se

¹⁶ Research Group for Active Faults of Japan, Active faults in Japan: sheet maps and inventories, University of Tokyo Press, Tokyo, 359p., 1980 [J/E].

¹⁷ Research Group for Active Faults of Japan, Active faults in Japan: sheet maps and inventories [revised edition], University of Tokyo Press, Tokyo, 437p., 1991 [J/E].

¹⁸ Osorio, J., Romero, J., Montes, N., Diederix, H., Velandía, F., Audemard, F., Acosta, J. & Nuñez, A. (2008). Publicaciones geológicas especiales de Ingeominas, No. 29 Paleosismología de la Falla de Ibagué.

¹⁹ Diederix, H., Hernandez, C., Torres, E., Osorio, J. & Botero, P. (2009). Resultados preliminares del primer estudio paleosismológico a lo largo de la Falla de Bucaramanga. Memorias del XII Congreso Colombiano de Geología.

aceptaron solicitudes para la contratación de 1 bloque en el Valle Medio del Magdalena²⁰, la CGR considera que las entidades no acogieron los principios de precaución enunciados en la función de advertencia, al fomentar el inicio de las actividades exploratorias para HYNC sin haber concluido el programa de gestión de conocimiento, particularmente las actividades que deben resultar de los convenios con el SGC y las instituciones de investigación.

Requerimiento CGR al MME

¿Qué actividades de coordinación ha realizado con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y la Agencia Nacional de Hidrocarburos para la formulación y establecimiento de los actos administrativos que establecen los requerimientos técnicos-ambientales y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales?

Respuesta de la Entidad

En cumplimiento a lo señalado en el numeral 8 del Artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, entre el 8 y el 29 de octubre de 2013, el Ministerio de Minas y Energía puso a consideración del público en general a través de la página web de la institución, el proyecto de acto administrativo "mediante el cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales".

Durante este periodo, entidades como el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Autoridad de Licencias Ambientales, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Servicio Geológico Colombiano, allegaron sus comentarios y observaciones al Proyecto de Resolución.

De igual forma, se realizaron mesas de trabajo con cada una de las entidades antes mencionadas y al final del ejercicio, se efectuó una reunión general en que no solo participaron entidades gubernamentales sino también representantes de la industria de hidrocarburos. En el siguiente cuadro se relacionan las fechas en las que se llevaron a cabo las reuniones y en el Anexo 1 se remite copia de algunas de las actas que soportan la realización de las mismas.

ID	Fecha	Participantes
1	2-October-2013	SGC - Minminas
2	22-October-2013	ANLA - MADS - Minminas
3	12-Noviembre-2013	ANH - ANLA - MADS - Minminas - Empresas
4	14-Noviembre-2013	SGC - Minminas

Análisis de la respuesta de MME:

Con base en las respuestas de las entidades la CGR establece que aunque el MME realizó las actividades que hacen parte de cualquier proceso, como la recepción de comentarios y observaciones al proyecto de resolución, dichas actividades solo constituyen las primeras fases en el *Programa de Gestión del Conocimiento* proyectado entre las entidades, sin que se hayan concluido las fases de generación

²⁰ <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Lists/Anuncios/Noticias.aspx?ID=67>

del conocimiento local y de línea base, para reforzar la formulación de los términos de referencia.

Requerimiento CGR al MME

Sírvase adjuntar los actos administrativos establecidos para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales, y todos los soportes técnicos que llevaron a su planteamiento (conceptos técnicos, etc.).

Respuesta de la Entidad

A través del Convenio ANH – MADS, se contrató al Dr. David Neslin, experto internacional en exploración y explotación de petróleo y gas no convencional, con el objeto de asesorar la formulación de la reglamentación técnica y ambiental para este tipo de actividades. El informe final del Dr. David Neslin, será remitido a la Contraloría General de la República por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Análisis de la respuesta de MME

La ANH adjuntó en su respuesta los documentos desarrollados por el asesor Dr. David Neslin, respecto de los criterios y metodologías de evaluación y seguimiento del impacto ambiental, de las actividades de exploración y explotación de fuentes no convencionales de energías fósiles, insumos que afirma el MME que permitirán “plantear los términos de referencia para licenciamiento ambiental”.

Con base en la respuesta del MME la CGR establece que dentro del proceso de formulación de la “reglamentación técnica y ambiental” para las actividades de exploración y explotación de YHNC los soportes técnicos empleados fueron los obtenidos de los talleres y del contrato con el asesor internacional Dr. David Neslin, sin que se incluyeran resultados propios de la generación del conocimiento geológico, hidrogeológico, sismotectónico y ambiental local y regional, o resultados propios de actividades de ordenamiento ambiental específico para esta actividad, que incluyeran efectos de los posibles impactos acumulativos, identificación de acuíferos estratégicos, fundamentados en al conocimiento del territorio nacional.

6.2.3. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA

Requerimiento CGR a la ANLA

¿Cuáles actividades ha realizado para acoger la función de advertencia de la CGR en el proceso de formulación y establecimiento de los Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, y específicamente para la exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales?

Respuesta de la Entidad

Inicialmente es pertinente aclarar que dentro de las funciones de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA- establecidas en el Decreto 3573 del 27 de septiembre de 2011, está la de "Proponer los instrumentos para la evaluación y seguimiento de proyectos, obras o actividades sujetos a licencia ambiental, que serán adoptados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible".

En este marco normativo, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ha desarrollado un proceso técnico serio entre los años 2012 y 2014 para la formulación de la propuesta que fue remitida al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y que consistió en la participación en diferentes jornadas nacionales e internacionales de capacitación específica sobre los componentes ambientales más importantes de la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, discusiones técnicas internas, así como la participación en diferentes escenarios de discusión y de resolución de inquietudes de los actores tanto gubernamentales como sectoriales.

Como resultado de este ejercicio de más de dos años, se formuló la propuesta de términos de referencia para la exploración de hidrocarburos en yacimientos convencionales y no convencionales, la cual tiene como principio la protección de los recursos naturales y la salud humana. En este contexto, el documento actualiza la normativa ambiental vigente, así como diferentes conceptos como el de área de influencia, compensación por pérdida de biodiversidad, y las actividades propias de la industria petrolera, esta última, en concordancia con los reglamentos técnicos emitidos por el Ministerio de Minas y Energía.

En materia de línea base ambiental, se establecen los requerimientos de información general y para el caso de yacimientos no convencionales incluye información complementaria como la ubicación 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. Con el fin de conocer el estado de las aguas subterráneas se solicita complementariamente para yacimientos no convencionales, monitoreo de parámetros físico químicos y microbiológicos como Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno (BTEX), Metano, Arsénico y Material Radiactivo de Origen Natural (NORM) (Ra-226 y Th 232), Mercurio, Bario, Manganeseo, Molibdeno, Hierro, Estroncio, Zinc y bacterias reductoras de sulfato, todo esto con el objetivo de proteger la calidad de los acuíferos aprovechables.

Así mismo, para calidad de aire se proponen parámetros como Monóxido de carbono (CO), Óxidos de nitrógeno (NOX), Óxidos de sulfuro (SOX), Compuestos orgánicos volátiles (COVs), Material particulado (PM 10 y 2.5), Metano, Sulfuro de hidrógeno, Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno (BTEX) y Formaldehído.

Para radioactividad natural, se deberá tomar una línea base del fondo radiactivo natural (background) en superficie, en las áreas de exploración, donde habrá presencia (almacenamiento, tratamiento o disposición) de fluido de retorno y almacenamiento de tubería de perforación ya utilizada.

Así mismo, en materia social, se exige realizar un plan de socialización, información y conocimiento que tenga la información específica de los riesgos ambientales y sociales asociados a la exploración de yacimientos no convencionales, es decir se debe explicar con claridad la actividad de estimulación hidráulica, los aditivos utilizados, el manejo y disposición del fluido de retorno, entre otras particularidades.

En temas de plan de manejo, adicional a aquellas medidas que deban plantearse como resultado de la evaluación de impacto ambiental, deben presentarse los siguientes programas:

- Uso de Aguas
- Aguas superficiales
- Aguas subterráneas
- Pozos inyectoros y aguas subterráneas
- Emisiones atmosféricas y calidad del aire
- Ruido
- Estimulación hidráulica y manejo de fluido de retorno y agua producida
- Medidas adicionales para el manejo de fluido de retorno
- Medidas de Socialización
- Plan de Contingencias
- Plan de desmantelamiento y abandono

En el mismo sentido, en temas de seguimiento y monitoreo las exigencias complementarias están centradas en los temas de manejo de lodos de perforación, de lodos de fracturamiento hidráulico, de calidad de aire, de ruido, de aguas subterráneas y de radiactividad de fondo.

Finalmente, todos estos requerimientos complementarios para la exploración de yacimientos no convencionales de hidrocarburos tiene como objetivo garantizar un conocimiento pleno de la zona en donde se pretende desarrollar la actividad y la coherencia entre la identificación de impactos ambientales y las medidas de manejo para garantizar que los solicitantes tengan el conocimiento ambiental del manejo de este tipo de operación.

Análisis de la respuesta de ANLA

La CGR concluye que la formulación de los términos de referencia se basó en aspectos teóricos y en la experiencia internacional, y en muy poca medida en la generación y utilización del conocimiento local, que dice que tiene como objetivo la “*protección de los recursos naturales y la salud humana*”.

Teniendo en cuenta que las actividades de exploración y explotación de YHNC, conllevan unas actividades intensivas de fracturamiento hidráulico, los términos de referencia deberían constituir más que un anexo, y su proceso de formulación y seguimiento ambiental deben reunir aspectos y fortalezas que deben ser desarrolladas por la entidad de control y seguimiento ambiental y que deben provenir del conocimiento local propio que se genere previo a cualquier proceso de licenciamiento.

En el proceso de Gestión del Conocimiento, se han identificado genéricamente los posibles acuíferos y su potencial futuro, estableciendo la profundidad mínima a la cual se pueden desarrollar labores de explotación, aspecto este que en países como Canadá su responsabilidad es de la entidad ambiental.

El programa de *gestión del conocimiento*, según lo respondido por las entidades, no contempla un repositorio de información propia que sea puesta a disposición de las instituciones de investigación y de control ambiental para la identificación y seguimiento de los impactos acumulativos previstos y no previstos, el ordenamiento ambiental, y para que esta información específica haga parte integral del análisis de licenciamiento ambiental en el tema de los YHNC y su respectivo seguimiento a lo largo de la vida de los proyectos.

Los términos de referencia contemplan que se debe realizar un “*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.*” lo cual considera la CGR, se constituye en un requerimiento laxo y que no asume las particularidades propias de la actividad de estimulación hidráulica y reinyección, cuando por ejemplo la metodología a la que se hace referencia contempla solamente la contaminación por migración vertical descendente, por otro lado, debe introducirse el concepto de riesgo sobre los acuíferos que incluya los impactos acumulativos y otros escenarios así estos no sean evidentes.

Con respecto a la línea base de calidad de agua, los términos de referencia establecen “*Con base en el Área de Revisión establecida, se deberá realizar un monitoreo de línea base en fuentes de agua subterránea disponibles identificadas dentro de esta área incluyendo (pero no limitándose a), los acuíferos con un contenido de sólidos disueltos totales de 4.000 miligramos por litro o menos y los acuíferos aprovechables para consumo humano (como los defina el MADS).*” Que contempla para la elaboración del modelo hidrogeológico conceptual de la zona que “*Si no hay fuentes de agua subterránea presentes en el Área de Revisión se deberán tomar por lo menos cuatro (4) muestras en las fuentes de agua subterráneas más cercanas al pozo o arreglo de pozos*”, aspectos que para la CGR demuestran la ausencia de preparación técnica así como ausencia de las instituciones encargadas del tema, atribuyendo la responsabilidad para definir “*acuíferos aprovechables*” a las empresas operadoras, que normalmente definen los acuíferos aprovechables como aquellos someros o económicamente explotables en el presente, sin que las entidades mismas ejecuten



sus planes de identificación de acuíferos no solo por los criterios económicos y tecnológicos actuales, sino por su potencialidad como proveedor de agua a futuro, al respecto solo se afirma ambiguamente que serán definidos por el MADS, pero no estipula claramente que ese proceso sea previo a la puesta en marcha de los EIA y durante la vida económica de los proyectos de explotación de hidrocarburos no convencionales.

En los términos de referencia se establecen requerimientos ambiguos con relación a la *“disposición final de aguas residuales a través de reinyección”* requerimientos más relacionados con un análisis de riesgo para minimizar las presiones y la ubicación de fallas geológicas basándose en protocolos del MME, para la operación técnica de pozos de inyección. En términos de prevención de la contaminación de acuíferos, por efectos de contaminación cruzada a través de fracturas o de flujo vertical por el anular del pozo, solamente se establece una caracterización de radiación de fondo y calidad de agua basándose en sólidos totales disueltos en acuíferos a definir por el MADS, medidas que la CGR no considera suficientemente restrictivas desde el punto de vista ambiental, frene a una actividad que tiene es sus procedimientos disponer elementos y compuestos potenciales contaminantes (de origen natural o inducidos por reacciones químicas irreversibles desencadenadas antrópicamente) en el subsuelo, poniéndose en riesgo la integridad física y química de los acuíferos potencialmente aprovechables para el consumo humano en la actualidad o a futuro. En este caso se dictan normas sin que se conozcan a ciencia cierta los compuestos o mezclas de estos que se usaran, para los cuales se deben definir no solo las normas de manejo y operación sino las medidas requeridas de prevención y manejo de emergencias o contingencias por invasión o derrames de tales compuestos en acuíferos u otro tipo de recursos naturales o el ambiente, lo cual le resta efectividad a las normas, a la vez que se deja de lado lo relacionado a aspectos específicos de precaución y prevención.

El hecho que en el país y en las autoridades ambientales aún no se desarrollen las habilidades de monitoreo, seguimiento y control en tiempo real para la explotación de los YHNC, así mismo que no se cuenten con medidas de atención de contingencias y de generación de datos propios durante la fase de producción, aumenta la vulnerabilidad normativa, operativa e institucional ante la entrada en vigencia de las actividades de exploración y explotación intensiva de YHNC sin las respectivas previsiones normativas. El no conocer en primer término los compuestos a controlar y monitorear, así como el no conocer sus efectos directos sobre los recursos naturales, el ambiente y la salud, incluyendo los efectos contaminantes acumulativos de pozos abandonados o mal construidos y eventos de sismicidad inducida, son situaciones que no pueden ser tratadas como situaciones de menor importancia o que a las mismas se les pretenda dar tratamiento sobre la marcha.

Al respecto del último caso, los términos de referencia solamente contemplan en el *plan de contingencia* que *“en caso que por requerimiento del MME o del SGC se suspendan las actividades de estimulación hidráulica por determinarse una correlación positiva entre las operaciones de estimulación hidráulica y/o reinyección, y una sismicidad desencadenada se deberá informar de manera escrita a la ANLA sobre la suspensión, medidas requeridas por dichas autoridades y las medidas implementadas. Esta información será utilizada por la autoridad ambiental para su evaluación y seguimiento dentro del marco de sus competencias.”* constituyéndose en un ejemplo de cómo los términos de referencia son laxos y no se soportan en principios de prevención y precaución. Adicionalmente, las autoridades deben ser capaces de generar, en laboratorios independientes y con capacidad instalada de respuesta inmediata, datos de monitoreo ambiental como radioactividad, parámetros

que no se encuentran acreditados en laboratorios nacionales y a lo cual los términos de referencia mencionan que *“En caso que no haya laboratorios acreditados para el análisis de algún parámetro, los laboratorios acreditados por el IDEAM podrán enviar la muestra a un laboratorio internacional acreditado en su país de origen o por un estándar internacional, mientras se surte el proceso de acreditación en los laboratorios nacionales.”* siendo evidente que las entidades conocen la debilidad analítica para el monitoreo que existe en el país.

Con respecto al plan de desmantelamiento y abandono, solamente se consideran aspectos de las instalaciones en superficie, como estudio de radicación de fondo en las áreas de exploración y de los equipos utilizados, pero no se tienen en cuenta aspectos como la generación de pasivos por impactos acumulativos por deficiencia en la cementación de los pozos o por la migración de fluidos a niveles no esperados.

Requerimiento CGR a la ANLA

¿Qué actividades de coordinación ha realizado con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Minas y Energía, y la Agencia Nacional de Hidrocarburos para la formulación de los Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, y específicamente para la exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales? Lo anterior teniendo en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía ya ha establecido los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales mediante Resolución 90341 de 2014 del 27/03/2014 y que la celebración de contratos de la ronda 2014 se hará en agosto del 2014.

Respuesta de la Entidad

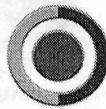
Dentro de las actividades realizadas por la ANLA para la formulación de los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y para la exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales se realizaron las siguientes actividades:

- Revisión de los términos de referencia vigentes por parte de la ANLA (primer semestre de 2012) para los proyectos de Perforación exploratoria de hidrocarburos (HI-TER-1-02) y Explotación de hidrocarburos (HI-TER-1-03).
- Recepción y análisis de comentarios de los profesionales de la ANLA a los términos de referencia vigentes (primer semestre de 2012).
- Convocatoria pública a través de la página de la ANLA para la recepción de comentarios a los términos de referencia vigentes (5/02/2013 al 04/03/2013).
- Convocatoria pública para comentarios a la propuesta de Definición, identificación y delimitación del área de influencia (22/02/2013 al 21/03/2013).
- Participación en los talleres de gestión del conocimiento (ANH, Minminas y Minambiente).

✓ Retos Ambientales y Sociales (Dic. 3,4 y 5 de 2012)

El taller denominado Retos Ambientales y Sociales de las Actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales fue realizado los días 3,4 y 5 de diciembre de 2012. Las temáticas abordadas en dicho taller fueron las siguientes:

- Principios geológicos y tipos de yacimientos no convencionales, abordado por el Profesor Thomas Grimshaw, Director Asistente del Instituto de Energía de la Universidad de Texas.
- Tecnologías de exploración y producción en yacimientos no convencionales, perforación y fracturamiento hidráulico, a cargo de los doctores Jose Francisco Mota y Kris Nygaard, Gerente de Ingeniería de pozos de Shell E&P Co y ExxonMobile Production Co, respectivamente.
- El rol de los yacimientos no convencionales en las proyecciones de consumo, abordado por el Dr. David Goldwyn anterior Enviado Especial de Asuntos Energéticos del Departamento de Energía de los EEUU.
- Recurso hídrico: Principios de hidrogeología, a cargo del Dr. Francisco Castrillón, hidrogeólogo, consultor de Worley Parsons, Canadá.
- Propiedades del fluido de fracturamiento hidráulico y manejo del fluido de retorno: a cargo del profesor David Yoxtheimer, de la Universidad de Penn State.
- Riesgos de sismicidad asociados al fracturamiento hidráulico, a cargo del Dr. Yoxtheimer.



- Estudio de Caso de la regulación en Pensilvania y sus estándares de desempeño, a cargo del Dr. John Hanger, ex secretario del Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania.
- Impactos en Ecosistemas Naturales a cargo de la Dra. Kathryn Mutz, Profesora de Recursos Naturales del Centro de Leyes de la Universidad de Colorado.
- Retos sociales asociados a perturbación a la comunidad, procedimientos de socialización y estudios de caso de comunidades étnicas y minorías a cargo del Profesor Jon Laughner, Director Interino de la Extensión del Condado y Co director del Marcellus Shale PPI de la Universidad de Penn State.
- Estructura de un estudio de impacto ambiental para yacimientos no convencionales a cargo de los profesores Mutz y Laughner.
- Componente sobre la línea base hidrogeológica e hidrológica en el estudio de impacto ambiental a cargo del Dr. Castrillón.
- Reglas de Oro para una Edad de Oro del Gas, documento de la Agencia Internacional de Energía, a cargo del Doctor Goldwyn.
- Estudios de caso: Regulación basada en hechos, a cargo del Dr. Grimshaw y Legislación en Colorado a cargo del Doctor David Neslin, ex director de la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas de Colorado.

✓ Marco Regulatorio y Planeación (Feb. 1 de 2013)

El taller fue realizado el día primero de febrero de 2013 denominado Marco Regulatorio y Planeación de las Actividades de Exploración y Producción en Yacimientos no Convencionales.

En este taller participaron dos conferencistas de alto nivel, el profesor emérito del Departamento de Química del MIT, Profesor John Deutch, y el profesor Mark Zoback Profesor del Departamento de Geofísica de la Universidad de Stanford.

El Profesor Deutch, fue designado por el Secretario de Energía de lo EEUU para presidir una comisión de expertos del Panel de Asesoría de la Secretaría de Energía (SEAB) para proveer recomendaciones técnicas y científicas para la exploración y producción de gas y petróleo de lutita en los EEUU.

El Profesor Zoback, además de hacer parte de esta comisión de expertos, es especialista de alto nivel en materia de sismicidad desencadenada y sismicidad inducida.

Durante el taller se buscó así mismo la interacción de ambos expertos con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y con el Servicio Geológico Colombiano. Las temáticas abordadas en el taller fueron las siguientes:

- Cómo Colombia puede hacer una regulación adecuada para la E&P de hidrocarburos en yacimientos no convencionales con el fin de obtener beneficios económicos con mínimos efectos adversos en el medio ambiente a cargo del Profesor Deutch.
- Estudio de caso de EEUU con relación al procesos regulatorio federal y estatal, a cargo del Dr. Deutch.
- ¿Cómo nos estamos preparando en materia de regulación en Colombia para la E&P de yacimientos no convencionales? a cargo de la Dra. Marcela Bonilla, anterior Directora de Asuntos Ambientales Sectorial y Urbana del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- Principios básicos de simicidad, microsismicidad y sismicidad inducida y desencadenada, a cargo del profesor Zoback.
- Manejo de riesgos de sismicidad inducida por fracturamiento hidráulico e inyección de agua de producción, a cargo del Profesor Zoback.

2

- Línea base con información secundaria sobre sismicidad en las regiones de desarrollo de yacimientos no convencionales en Colombia a cargo del Dr. Jaime Romero PHD, Servicio Geológico Colombiano.

✓ Buenas Prácticas de la Industria (Feb. 8 - 2013)

El taller realizado el 8 de febrero de 2013, denominado Buenas Prácticas Ambientales y Sociales de la Industria en la E&P de Yacimientos no Convencionales, en la cual participaron expertos de Shell, Nexen, Drummond, Equión y ExxonMobil y se abordaron temáticas asociadas a buenas prácticas de uso del agua, protección de las aguas subterráneas, sismicidad desencadenada, socialización, huella ambiental y emisiones.

✓ Taller UGDE Dto Estado Estados Unidos (27 de febrero de 2013)

El taller fue realizado con el apoyo del Departamento de Estado de los EEUU, el cual se denominó Desarrollo del Gas Natural no Convencional: Implicaciones Sociales, Económicas y Ambientales, y fue realizado el 27 de febrero de 2013. Los siguientes conferencistas abordaron temáticas sobre los beneficios socioeconómicos del desarrollo del gas de petróleo de lutita así como los impactos asociados a la perturbación a la comunidad especialmente en materia de emisiones:

Dra. Iryna Lendel, Universidad Cleveland State, Dr. Thomas Murphy, Centro Marcellus para Difusión e Investigación, Universidad Pennsylvania State, Dr. John Roth, Ex Comisionado de Condado, Condado Parker, Texas (Barnett Shale), Dr. Aviezer Tucker, Director Asistente del Instituto de Energía de la Universidad de Texas en Austin y Dra. Susan Stuver, Instituto de Recursos Naturales Renovables, Universidad Texas A&M.

✓ Discusión y formulación de los TR HC YNC 2013 ANLA, MADS, ANH, Minminas, Sector productivo (2013).

- Criterios para la definición de áreas de influencia en las propuestas de modificación de los términos de referencia. Circular 4120-3-38946 de 9 de septiembre de 2013.
- Revisión de los documentos generados por el Dr. David Neslim en el marco del convenio Interadministrativo 089 de 2012 entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2013).
- Revisión de la normativa técnica operativa del Ministerio de Minas y Energía 2013
- Publicación para consulta pública a través de la página del MADS para la recepción de comentarios a los términos de referencia propuestos para la elaboración del estudio de impacto ambiental para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y el anexo para la exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (1/11/2013 al 20/11/2013).
- Publicación de la respuesta de los comentarios recibidos objeto de la consulta pública a los términos de referencia propuestos para la elaboración del estudio de impacto ambiental para proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y el anexo para la exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (14/03/2014).

A los talleres mencionados asistieron además de las autoridades ambientales y mineroenergéticas, el Servicio Geológico Colombiano, el Instituto de Investigación Alexander von Humboldt, representantes de Embajadas de

Canadá, EEUU y Polonia, representantes de universidades, la ACP, la industria, así como representantes de la Contraloría General de la República.

Las conclusiones de los talleres, así como cada uno de los videos de las conferencias, hojas de vida de los conferencistas y presentaciones se encuentran en la biblioteca virtual de la página web de la ANH: <http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Estrategia%20Ambiental/Proyectos/Yacimientos-no-convencionales/Paginas/default.aspx>.

Análisis de la respuesta de ANLA

En este aparte es evidente que los talleres, si bien contaron con la participación de destacados consultores internacionales, no tuvieron en cuenta los aspectos locales. Puede ser cierto que en Norteamérica los acuíferos ubicados a 1200 metros se encuentren a cientos de metros por encima de los objetivos de extracción de hidrocarburos de yacimientos convencionales, pero en Colombia, se debe tener en cuenta que en el Municipio de Tenjo se perforó un pozo petrolero de 1500 metros de profundidad que no fue productivo para petróleo pero se obtuvo agua de buena calidad, razón por la cual se adaptó para extraerla y usarla para el suministro del casco urbano. Pero este no es el único caso, pues en Tocancipá Coca Cola perforó a 990 metros para obtener agua para sus procesos industriales; en el acuífero de Morroa (Sucre) hay pozos cercanos a los 1000 m. de profundidad para abastecer todo Sincelejo y alrededores. Si esta es la situación en la actualidad, es pertinente actuar en el marco de la prevención y la precaución, máxime cuando las reservas de agua dulce superficial disminuyen por calentamiento global, contaminación y por aumento sostenido de la demanda.

No obstante lo anterior, las conclusiones, si bien son correctas, tienen un marco demasiado estrecho. Se habla de aguas subterráneas aprovechables extraídas de acuíferos superficiales, que si bien son las más asequibles, son también las más vulnerables a la contaminación y la sobre-explotación, y se hacen afirmaciones sin soporte técnico, como las cifras sobre profundidad de acuíferos aprovechables y sobre salinidad de acuíferos profundos:

“Los acuíferos de agua dulce (< 4000 ppm de SDT) están por lo general a un nivel superficial. Los acuitardos y otros tipos de acuíferos más profundos pueden tener mayor salinidad y no ser aprovechables para el consumo humano.

(...)

En los yacimientos no convencionales de Norte América, el fracturamiento hidráulico se realiza a profundidades del orden entre 4.000 a 12.000 pies (1.200-3.600 m) de la superficie, a miles de pies de donde se encuentran los acuíferos de agua dulce. Se debe determinar con base en los yacimientos la distancia mínima de seguridad para realizar un fracturamiento.

La protección del agua subterránea requiere de integridad de los pozos donde la integridad del revestimiento superficial es crítica especialmente entre los 100 a 1,000 m.

En los yacimientos no convencionales de Norte América, el fracturamiento hidráulico se realiza a profundidades del orden entre 4.000 a 12.000 pies (1.200-3.600 m) de la superficie, a miles de pies de donde se encuentran los acuíferos de agua dulce. Se debe determinar con base en los yacimientos la distancia mínima de seguridad para realizar un fracturamiento.

La contaminación de acuíferos por la migración de fluidos de fracturamiento a los acuíferos superficiales no es un tema de preocupación debido a la distancia entre la que ocurre el fracturamiento hidráulico y los acuíferos.”

Con el fin de proteger los acuíferos y las aguas que contienen de los posibles efectos ambientales, los asesores nacionales e internacionales recomiendan su caracterización:

“Es importante tener la caracterización geológica de la profundidad de los acuíferos previo (sic) a la perforación.”

Requerimiento CGR a la ANLA

¿Qué desarrollo normativo, técnico y de instrumentos se está definiendo o se ha definido para la fase de explotación, específicamente para hidrocarburos de yacimientos no convencionales?, teniendo en cuenta que el Ministerio de Minas y Energía ya ha establecido los requerimientos técnicos y procedimientos tanto para la exploración como para la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales mediante Resolución 90341 de 2014 del 27/03/2014 y que la celebración de contratos de la ronda 2014 se hará en agosto del 2014.

Respuesta de la Entidad

En la actualidad el proyecto de términos de referencia aborda la fase de exploración, sin embargo dentro de algunas de las visitas internacionales las discusiones técnicas con expertos se han tratado algunos aspectos relacionados con la etapa de explotación que serán un insumo a la hora de la construcción de la propuesta.

Análisis de la respuesta de ANLA

Debido a que la CGR generó la función de advertencia en relación a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en 2012, y teniendo en cuenta la respuesta de la entidad, estableciendo que “*se han tratado algunos aspectos relacionados con la explotación*”, sin realizar una argumentación que soporte dicha afirmación, la CGR establece que hasta que no se profiera dicha reglamentación y se dé un adecuado proceso de generación del conocimiento ambiental, no se tienen en cuenta los riesgos enunciados en la función de advertencia relacionados a la prevención y la precaución por efectos de contaminación de aguas superficiales y subterráneas, y desencadenamiento de sismos, actividades que son más intensas durante la fase de explotación.

Requerimiento CGR a la ANLA

Según la planificación de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ¿cuándo serán establecidos los Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental proyectos de perforación exploratoria y de explotación de hidrocarburos, y específicamente para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales? Sírvase adjuntar el cronograma de actividades adoptado para el desarrollo de los ajustes normativos hasta la entrada en vigencia de la norma en comento.

Respuesta de la Entidad

En la actualidad se están desarrollando reuniones técnicas entre profesionales del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la ANLA para adelantar la revisión de la propuesta, dado que la competencia funcional para adoptar los términos de referencia es del MADS esta Autoridad no puede establecer con certeza una fecha para su adopción.

Análisis de la respuesta de ANLA

En la respuesta la ANLA informó que no podía establecer con certeza una fecha para la adopción de los términos de referencia para EIA, por ser competencia del MADS. La CGR estableció, en el marco del presente seguimiento, que el MADS expidió la 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.”*²¹

Requerimiento CGR a la ANLA

Sírvase adjuntar la última versión de borrador de los Términos de Referencia para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales, y todos los soportes técnicos que llevaron a su planteamiento.

Respuesta de la Entidad

Se adjuntan la última versión de los Términos de referencia para las actividades de exploración de yacimientos convencionales y no convencionales en CD. A la fecha no se han formulado las propuestas de Términos de referencia para las actividades de explotación de yacimientos no convencionales.

Análisis de la respuesta de ANLA

Debido a que la CGR generó la función de advertencia en relación a las actividades de exploración y ***explotación*** de hidrocarburos, y teniendo en cuenta la respuesta de la entidad, estableciendo que *“se han tratado algunos aspectos relacionados con la explotación”*, sin realizar una argumentación que soporte dicha afirmación, la CGR establece que hasta que no se profiera dicha reglamentación y se dé un adecuado proceso de generación del conocimiento ambiental específico y previo de la regiones con mayor potencial o interés exploratorio para YHNC, no se puede afirmar o pensar que se tienen previsiones ambientales ni cuenta los riesgos enunciados en la función de advertencia, dentro del marco de la prevención y la precaución por efectos de contaminación de aguas superficiales y subterráneas y desencadenamiento de sismos, actividades que son más intensas durante la fase de ***explotación***.

En este punto es preciso recalcar que sin un conocimiento claro de las condiciones ambientales particulares de las áreas prospectivas con potencial de explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales YHNC y del conocimiento particular del proceso de explotación y de las sustancias o compuestos a utilizar, así como de los productos y subproductos de las reacciones comprobadas del proceso, así como del panorama integral de riesgos asociados, no es posible establecer con la rigurosidad y los niveles de seguridad requeridos normas, protocolos y términos de referencia. Así como de establecer las acciones específicas requeridas para establecer un plan de contingencias adecuado para la explotación mediante fracking.

²¹http://www.imprenta.gov.co/diariop/diario2.pdf?p_tipo=03&p_numero=0421&p_fecha=20/03/2014&p_consec=1334762

Requerimiento CGR a la ANLA

¿Cómo está incorporando la ANLA a sus funciones las actividades de vigilancia, seguimiento y control de la normativa generada para atender la dinámica propia de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, específicamente de yacimientos no convencionales?

Respuesta de la Entidad

En la actualidad, no existen proyectos licenciados por parte de la ANLA para exploración de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, razón por la cual no se ha desplegado el ejercicio de seguimiento y control, adicionalmente, teniendo en cuenta que aún no se ha emitido la normativa que adopte los términos de referencia para la elaboración de estudios de impacto ambiental.

No obstante lo anterior, dentro de las funciones generales de la ANLA y la normativa ya existente para el seguimiento a proyectos licenciados, cuando un titular obtenga la licencia ambiental, deberá dar cumplimiento estricto a las obligaciones y condiciones establecidas en el instrumentos de manejo y control y presentar periódicamente los informes de cumplimiento ambiental en este sentido, esta Autoridad estará presta a hacer los análisis y revisiones de la información presentada y realizar las visitas técnicas en campo.

Análisis de la respuesta de ANLA

La CGR establece con base en la respuesta de la ANLA que esta entidad no ha desarrollado un plan de seguimiento ajustado específicamente para las condiciones de exploración de YHNC, fase en la cual se realizan actividades de perforación y de estimulación hidráulica, que deben ser monitoreadas en tiempo real.

Por otra parte se desconoce por parte de la CGR si se han generado las facilidades y se ha contratado al personal idóneo para analizar información relacionada con la sismotectónica e hidrogeología del área, por ejemplo, parámetros de radioactividad, contenido de metano, tratamiento de aguas residuales, reinyección de fluidos residuales, etc.

6.2.4. Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH

Requerimiento CGR a la ANH

¿Cuáles actividades ha realizado para acoger la función de advertencia de la CGR en el proceso de formulación y establecimiento de los actos administrativos que establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales?

Respuesta de la Entidad



1.1. Respuesta ANH:

- 1.1.1. En principio, resulta necesario indicar que la expedición de la regulación técnica y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales es competencia del MM&E, quien en el marco de dicha competencia, emitió la Resolución Número 9 0341 de 2014 *"Por medio de la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales"*
- 1.1.2. Por su parte, la ANH, ente encargado de la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y en el marco de las competencias conferidas por el Decreto 1760 de 2003, modificado por el Decreto 4137 de 2011, adelantó diferentes acciones internas para el fortalecimiento del proceso de contratación para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
- 1.1.3. El análisis interno adelantado por la ANH respecto a la exploración y explotación de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales, dio lugar a la expedición del Acuerdo Número 3 del 26 de marzo de 2014 del Consejo Directivo, (en adelante el "Acuerdo 3").
 - 1.1.3.1. El Acuerdo 3, se adicionó el Acuerdo Número 4 del 2012 - Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales.
 - 1.1.3.2. Sobre la posibilidad de desarrollar Yacimientos No Convencionales, el artículo 41 del mencionado Acuerdo 3, dispone que los suscriptores de Contratos *"celebrados con anterioridad a la Ronda Colombia 2012, sea directamente o como resultado de procesos de selección de cualquier naturaleza, que tengan interés en desarrollar Yacimientos No Convencionales, deben someter a la ANH propuesta para explorar y producir Hidrocarburos provenientes de este tipo de Yacimientos, y suscribir Contrato Adicional, siempre que acrediten mantener y/o cumplir los requisitos de Capacidad que se establecen en los artículos 42, 43, 45, 46 y 47 siguientes, o se asocien con un nuevo Operador que los reúna, en las condiciones y con las restricciones que se establecen en este Capítulo, en los Términos Particulares que se desarrollan en el presente Acuerdo, y en las estipulaciones del respectivo Contrato Adicional.*
 - 1.1.3.3. De la norma anteriormente transcrita, se colige, con absoluta claridad que el Estado, a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en principio, no reconoce derecho alguno a los titulares de Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, suscritos con anterioridad a la Ronda Colombia 2012, a explorar y explotar hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales. En ese sentido, en el hipotético caso en el cual los titulares de los precitados contratos, deseen desarrollar hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales, deberán no solo presentar una propuesta a la ANH en tal sentido, deberán además, acreditar el cumplimiento de los estrictos requisitos establecidos en el Acuerdo 3 para el desarrollo de ese tipo de yacimientos, o, en su defecto, asociarse con un tercero que sí los cumpla; verificado el cumplimiento de los mencionados requisitos, por parte del titular del Contrato primigenio o por parte del tercero con el cual se asoció, se procederá a la suscripción de un Contrato Adicional al inicial, el cual se regirá por sus propias disposiciones contractuales, salvo las excepciones previstas en el precitado Acuerdo 3.



- 1.1.3.4. En esa medida, el Estado, a través de la ANH, garantiza que el desarrollo de los mencionados Yacimientos se haga por compañías competentes para el efecto.
- 1.1.3.5. Sin perjuicio de lo manifestado en los numerales 1.1.3.3 y 1.1.3.4, anterior, el inciso segundo del precitado artículo 41, establece una excepción a la ausencia de reconocimiento del derecho a explorar y explotar hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales. Dicha disposición legal exceptúa de lo dispuesto en el artículo 41 a aquellos contratistas que con anterioridad a la Ronda Colombia 2012, hayan suscrito contratos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, cuyo objeto y alcance *“incorpore expresamente la exploración y explotación de gas natural proveniente de Yacimientos No Convencionales, en los términos del numeral 49.1 del artículo 49, sobre Condiciones Contractuales Especiales.”* Para su información y fines pertinentes, les confirmamos que en el País, a la fecha, no existe explotación ni producción de yacimientos no convencionales, salvo en los campos Hicotea, Paujil, Iguana y Caporo correspondientes al Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos LA LOMA para Gas Metano Asociado al Carbón, cuyo titular es la Compañía DRUMMOND LTD., en consecuencia, es el único contrato, que, a la fecha se adecúa a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 41 del Acuerdo 3, anteriormente citado.
- 1.1.3.6. Por otra parte, y en aras de garantizar un adecuado desarrollo de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales, el inciso sexto del artículo 41 del Acuerdo 3 dispone que: *“Vencido el término señalado sin haber recibido propuesta y/o sin haber suscrito la correspondiente adición contractual, la ANH acometerá las acciones y empleará los instrumentos jurídicos idóneos con arreglo al ordenamiento superior constitucional y legal, para emprender directamente labores destinadas a obtener información técnica adicional sobre el Área y/o asignarla a un tercero para efectos*



exclusivos de la exploración y producción de hidrocarburos provenientes de Yacimientos No Convencionales, con sujeción al presente Reglamento, a los Términos Particulares que lo desarrolla, y a las estipulaciones de la minuta de Contrato aprobada por el Consejo Directo para el efecto."

- 1.1.3.7. En el mismo sentido, el inciso décimo del pluricitado artículo 41 dispone que "...Si el **Contratista** no dispone de la **Capacidad** requerida; no se asocia con un nuevo **Operador** que si la tenga, o no manifiesta oportunamente su interés en desarrollar **Yacimientos No Convencionales**, la Entidad podrá también emprender directamente labores destinadas a obtener información técnica adicional y/o asignar el **Área** a un tercero para ese exclusivo propósito, mediante las acciones y los instrumentos jurídicos idóneos."
- 1.1.3.8. De conformidad con las citadas disposiciones contractuales, la ANH tiene la facultad para, vencido el término para que el titular del contrato inicial presente su propuesta o suscriba el contrato adicional, o cuando el titular del contrato inicial no cumple con las capacidades requeridas o no se asocia con un operador que las cumpla, asignar esa área, aparentemente prospectiva en Hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales, a un tercero que cumpla con los requisitos previstos en el Acuerdo 3; todo en aras de obtener el mejor y mayor aprovechamiento del recurso hidrocarburífero, sobre estándares de responsabilidad operacional, técnica, ambiental y de responsabilidad social empresarial, de conformidad con lo dispuesto para el efecto en el precitado Acuerdo 3.
- 1.1.3.9. El precitado Acuerdo 3, impone al interesado en explorar y explotar hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales, la obligación de acreditar el cumplimiento de estrictos requisitos respecto a la capacidad económico financiera, y técnica y operacional.
- 1.1.3.10. Así mismo, impone a los interesados, la obligación de acreditar la **capacidad medioambiental** a través de la implementación y ejecución de sistemas de gestión ambiental para el seguimiento y la medición de las operaciones, y para el desarrollo de las actividades que pueden tener impacto en los recursos naturales y el ambiente, de conformidad con los términos establecidos en el Acuerdo, así como acreditar su **responsabilidad social empresarial**, a través de la implementación y ejecución de normas, prácticas y metas corporativas precisas de Responsabilidad Social Empresarial.
- 1.1.3.11. Respecto del aseguramiento de la operación, el Acuerdo definió que el seguro de responsabilidad civil extracontractual, contaría con un monto asegurado de treinta millones de dólares estadounidenses (USD\$ 30.000.000) del año 2012, con una vigencia por periodos de dieciocho (18) meses.



- 1.1.3.12. Entre otras inclusiones del Acuerdo 3, se encuentra la sujeción de la actividad a los procedimientos técnicos establecidos por el MM&E en la Resolución Número 180742 del 16 de mayo de 2012, y derogada ésta, con sujeción al Decreto 3004 de 2013 y en las disposiciones que expida dicho Ministerio en desarrollo de dicho Decreto, o en las normas que los modifiquen, adicionen o complementen.
- 1.1.3.13. Así mismo, incluyó la sujeción de la actividad a los requisitos, en términos y 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.
- 1.1.3.14. En términos generales, lo que se busca con la expedición del mencionado Acuerdo 3, es establecer unas normas claras para que compañías con determinadas capacidades jurídicas, financieras, operacionales y socio-ambientales puedan acceder a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales. Se trata de que sólo empresas que logren acreditar los más altos estándares en esas materias, puedan acceder contractualmente a dichas actividades.

Análisis de la respuesta de ANH

La CGR considera que al haberse realizado la subasta de bloques para la exploración de YHNC el pasado 23 de julio de 2014 (RONDA Colombia 2014 de la ANH), sin haberse subsanado las deficiencias en el conocimiento local y sin obtener previamente una plataforma de conocimiento que permita definir las restricciones ambientales y técnicas para el desarrollo de la actividad en los bloques ofertados, puede influir en el ambiente contractual y de seguridad empresarial, lo que se vio probablemente reflejado en parte, en la oferta recibida por la ANH solamente para un bloque de los 19 disponibles.

Requerimiento CGR a la ANH

¿Qué actividades de coordinación ha realizado con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales para la formulación y establecimiento de los actos administrativos que establecen los requerimientos técnicos-ambientales y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales?

Respuesta de la Entidad

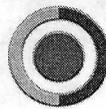


2.1. Respuesta ANH:

- 2.1.1. La ANH informa que, tal como se indicó en la comunicación con radicado número 2012071672 del 21 de diciembre de 2012, el MM&E y la ANH, en conjunto con el MADS y la ANLA, definieron un cronograma de trabajo enfocado en: 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 convenciones.
- 2.1.2. El cronograma de trabajo mencionado, se enmarca en el **Proyecto de Gestión del Conocimiento de Medio Ambiente de la ANH**, el cual se desarrolla como parte del fortalecimiento institucional de carácter técnico, en conjunto con el MADS, la ANLA y el MM&E, 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.
- 2.1.3. En este sentido, el Proyecto de gestión del conocimiento de Medio Ambiente, (en adelante el "Proyecto de GDC"), se encuentra diseñado así:
- 2.1.3.1. Identificación de prioridades: Las prioridades se basan en las actividades nuevas que están en el portafolio de servicios de la ANH.
- 2.1.3.2. Los temas prioritarios del proyecto de gestión del conocimiento son:
- 2.1.3.2.1. Retos ambientales y sociales asociados a los desarrollos costa afuera
- 2.1.3.2.2. Retos ambientales y sociales en ecosistemas estratégicos como humedales y pastos marinos.
- 2.1.3.2.3. **Retos ambientales y sociales asociados al desarrollo de yacimientos no convencionales**
- 2.1.3.3. Mapeo de expertos y de conocimiento global
- 2.1.3.4. El Proyecto de GDC pretende apoyarse 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:
- 2.1.3.4.1. Académico
- 2.1.3.4.2. Consultoría
- 2.1.3.4.3. Regulatorio
- 2.1.3.4.4. Industrial
- 2.1.3.5. Adquisición del conocimiento: Una vez identificados los expertos a nivel global, se pretende adquirir el conocimiento mediante diferentes herramientas como:
- 2.1.3.5.1. **Talleres, seminarios o cursos**
- 2.1.3.5.2. Visitas a áreas de operaciones



- 2.1.3.6. Generación del Conocimiento: 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 Exploración & Producción 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 Proyecto de GDC 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.
- 2.1.3.7. La generación de conocimiento se realiza a través de herramientas tales como:
- 2.1.3.7.1. Definición de líneas de investigación y proyectos de investigaciones asociadas a impactos y mitigación asociados a las actividades prioritarias.
 - 2.1.3.7.2. Levantamiento de línea base ambiental y social de las regiones donde se pretenden hacer los desarrollos.
- 2.1.3.8. Implementación del Conocimiento: Una vez se tiene el conocimiento debe ser implementado e incorporado en los instrumentos normativos y de desempeño ambiental para la planeación de las actividades de E&P.
- 2.1.3.9. La implementación del conocimiento está basado en la formulación por ejemplo de:
- 2.1.3.9.1. Vacíos normativos ambientales de las nuevas actividades
 - 2.1.3.9.2. Nueva normatividad
 - 2.1.3.9.3. Términos de referencia para estudios de impacto ambiental
 - 2.1.3.9.4. Estándares de desempeño
 - 2.1.3.9.5. Protocolos de monitoreo
- 2.1.3.10. Preservación del Conocimiento; Finalmente el Proyecto de GDC pretende que el conocimiento se consolide y se preserve, mediante el acompañamiento durante todo el procedimiento (pasos 1-6) del proyecto de la academia, de manera que el conocimiento no esté sujeto a las personas que reciben las capacitaciones en la actualidad sino que permanezca y se desarrolle dentro de un "banco de conocimiento".
- 2.1.3.11. La preservación del conocimiento se debe dar mediante las siguientes herramientas:
- 2.1.3.11.1. Desarrollo de proyectos enmarcados dentro de líneas de investigación
 - 2.1.3.11.2. Publicaciones científicas
 - 2.1.3.11.3. Divulgación de resultados a través de foros y seminarios



- 2.1.3.11.4. Creación de biblioteca virtual y sistema documental
- 2.1.3.11.5. Creación de herramientas de aprendizaje
- 2.1.3.12. Así las cosas, durante los años 2012, 2013 y lo corrido del año 2014 y en cumplimiento del cronograma y agenda interinstitucional definida entre las Entidades mencionadas, se han ejecutado las siguientes actividades y productos:
- 2.1.3.12.1. **Suscripción del Convenio Interadministrativo No. 089 de 2012- numeración ANH Convenio No. 278**, entre la ANH y el MADS cuyo objeto es *Aunar esfuerzos técnicos, financieros, administrativos y legales entre el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible –MADS– y la ANH para la construcción de herramientas y lineamientos que permitan consolidar al sector hidrocarburos como un sector enfocado hacia el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible liderados por el MADS*, se acordó que uno de sus objetivos sería el siguiente:
- 2.1.3.12.1.1. Definir los criterios y metodologías de evaluación y seguimiento del impacto ambiental de las actividades de exploración y explotación de fuentes no Convencionales de energías fósiles en Colombia.
- 2.1.3.12.2. Para cumplir el objetivo propuesto, se estableció como producto:
- 2.1.3.12.2.1. Un documento con la definición de los criterios y metodologías de evaluación y seguimiento del impacto ambiental de las actividades de exploración y explotación de fuentes no convencionales de energías fósiles, con énfasis en las previstas a adjudicar por la ANH en las rondas 2012-2014 en Colombia, que comprendan la etapa de desmantelamiento. Documento que permitirá plantear los términos de referencia para licenciamiento ambiental que serán adoptados por el MADS, en el marco de sus competencias.
- 2.1.3.12.2.2. En el documento se establecerán los criterios técnicos para el seguimiento y monitoreo de las licencias que se expidan y de las demás autorizaciones ambientales que se requieran de acuerdo con la ley. Incluye la divulgación de los instrumentos desarrollados entre las autoridades ambientales competentes.
- 2.1.3.12.3. Los documentos del producto a desarrollar, fueron elaborados por el Doctor David Neslin¹ durante 2013, a continuación se enuncian y se anexan a la presente respuesta:
- 2.1.3.12.3.1. "CRITERIA AND METHODOLOGY FOR USE IN ADMINISTERING AND ENFORCING THE REGULATIONS ON THE ENVIRONMENTAL AND SOCIAL ASPECTS OF EXPLORATORY AND PRODUCTION DRILLING IN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS".
- 2.1.3.12.3.2. "REQUIREMENTS AND RECOMMENDATIONS FOR ENVIRONMENTAL MANAGEMENT PLANS ON HYDROCARBON PRODUCTION DRILLING PROJECTS."



- 2.1.3.12.3.3. "REQUIREMENTS AND RECOMMENDATIONS FOR ENVIRONMENTAL MANAGEMENT PLANS ON UNCONVENTIONAL RESERVOIR HYDROCARBON EXPLORATION DRILLING PROJECTS."
- 2.1.3.12.3.4. "TECHNICAL SPECIFICATIONS FOR SHALE OIL AND GAS WELLS AND DISPOSAL WELLS."
- 2.1.3.12.3.5. "TERMS OF REFERENCE FOR PREPARING ENVIRONMENTAL IMPACT STUDIES UNCONVENTIONAL RESERVOIR HYDROCARBON EXPLORATION DRILLING PROJECTS."
- 2.1.3.12.3.6. "TERMS OF REFERENCE FOR PREPARING ENVIRONMENTAL IMPACT STUDIES ON HYDROCARBON PRODUCTION ACTIVITIES."
- 2.1.4. **Ejecución de Talleres, Cursos y Seminarios²** en el marco del proyecto institucional Gestión del Conocimiento de Medio Ambiente- **Mapeo de expertos y de conocimiento global y Adquisición de Conocimiento**, la ANH desarrolló una serie de espacios de diálogo técnico alrededor del tema de yacimientos No Convencionales, por medio de los siguientes talleres adelantados en 2012 y 2013.
- 2.1.5. **Retos Ambientales y Sociales (Diciembre. 3,4 y 5 de 2012)**
- 2.1.5.1. Conferencistas:
- 2.1.5.1.1. Dr. David Goldwyn: Delegado como Enviado Especial y Coordinador de los Asuntos Energéticos Internacionales para el Departamento de Estado de los Estados Unidos.
- 2.1.5.1.2. Dr. Thomas Grimshaw: Geólogo, Director Asistente del Instituto de Energía de la Universidad de Texas.
- 2.1.5.1.3. Dr. John Hanger: Exsecretario del Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania
- 2.1.5.1.4. Dr. David Yoxtheimer: Hidrogeólogo del Centro Marcellus para el Alcance e Investigación de la Universidad del Estado de Pensilvania.
- 2.1.5.1.5. Dra. Kathryn Mutz: Investigadora Senior Asociada y Profesora de Recursos Naturales del Centro de Leyes de la Universidad de Colorado.
- 2.1.5.1.6. Dr. Francisco Castrillón: Hidrogeólogo de la consultora Worley Parsons en Alberta, Canadá.
- 2.1.5.1.7. Dr. Jonathan Laughner: Codirector del Program Marcellus Shale de la Universidad del Estado de Pensilvania
- 2.1.5.1.8. Dr. Jose Francisco Mota: Gerente de Ingeniería de Pozos Continentales de Shell Exploration & Production Company.
- 2.1.5.1.9. Dr. Kris Nygaard: Consultor Senior de Estimulación de ExxonMobil Production Co.
- 2.1.5.1.10. Dr. David Neslin (participación por video conferencia): Exdirector de la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas del Estado de Colorado.

2.1.5.2. Participantes:

- 2.1.5.2.1. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
- 2.1.5.2.2. Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
- 2.1.5.2.3. Ministerio de Minas y Energía
- 2.1.5.2.4. Servicio Geológico Colombiano
- 2.1.5.2.5. UPME
- 2.1.5.2.6. Contraloría General de la República
- 2.1.5.2.7. ANH

2.1.6. Marco Regulatorio y Planeación (Febrero 1 de 2013)

2.1.6.1. Conferencistas:

- 2.1.6.1.1. Professor John Deutch (MIT)
- 2.1.6.1.2. Professor Mark Zoback (Stanford University)
- 2.1.6.1.3. Dra. Marcela Bonilla (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible)
- 2.1.6.1.4. Dr. Jaime Arturo Romero León (Servicio Geológico Colombiano).

2.1.6.2. Participantes:

- 2.1.6.2.1. MADS
- 2.1.6.2.2. ANLA
- 2.1.6.2.3. Contraloría
- 2.1.6.2.4. Procuraduría
- 2.1.6.2.5. Servicio Geológico Colombiano
- 2.1.6.2.6. ANH
- 2.1.6.2.7. UPME
- 2.1.6.2.8. CREG
- 2.1.6.2.9. MME
- 2.1.6.2.10. ASOCARS
- 2.1.6.2.11. Corponor
- 2.1.6.2.12. Corpochivor
- 2.1.6.2.13. ACP
- 2.1.6.2.14. Universidad de los Andes
- 2.1.6.2.15. Embajada Estados Unidos
- 2.1.6.2.16. Embajada Canadá
- 2.1.6.2.17. Parques Nacionales
- 2.1.6.2.18. Instituto Alexander Von Humboldt
- 2.1.6.2.19. Uniandes
- 2.1.6.2.20. Shell
- 2.1.6.2.21. Nexen
- 2.1.6.2.22. ExxonMobil
- 2.1.6.2.23. Drummond
- 2.1.6.2.24. Parex
- 2.1.6.2.25. Vetra

2.1.7. Buenas Prácticas de la Industria (Febrero 8 - 2013)

2.1.7.1. Conferencistas:

- 2.1.7.1.1. Bio Blurb Sokul: Stan Sokul - OSTP Director Ejecutivo de PCAST y OSTP Counsel.
- 2.1.7.1.2. Jorge Calvache A: Gerente de Proyecto de Exploración No Convencional -Shell Exploration and Production Colombia)
- 2.1.7.1.3. Paul P Krishna: Gerente de Medio Ambiente, Salud y Seguridad, para XTO Energy, filial de ExxonMobil.



2.1.8. **Taller UGDE Departamento Estado Estados Unidos- DESARROLLO GAS NATURAL NO CONVENCIONAL: IMPLICACIONES SOCIALES, ECONÓMICAS Y AMBIENTALES (27 de febrero 2013)**

2.1.8.1. **Conferencistas:**

- 2.1.8.1.1. Dra. Iryna Lendel: Universidad Cleveland State
- 2.1.8.1.2. Sr. Thomas Murphy: Centro Marcellus para Difusión e Investigación, Universidad Pennsylvania State
- 2.1.8.1.3. Sr. John Roth: Ex Comisionado de Condado, Condado Parker, Texas (Barnett Shale)
- 2.1.8.1.4. Dr. Aviezer Tucker: Director Asistente del Instituto de Energía de la Universidad de Texas en Austin
- 2.1.8.1.5. Dra. Susan Stuver: Instituto de Recursos Naturales Renovables, Universidad Texas A&M

2.1.8.2. **Participantes:**

- 2.1.8.2.1. ACP
- 2.1.8.2.2. ANH
- 2.1.8.2.3. ANLA
- 2.1.8.2.4. ASOCARS
- 2.1.8.2.5. Contraloría
- 2.1.8.2.6. CORMACARENA
- 2.1.8.2.7. Drummond
- 2.1.8.2.8. Embajada de los Estados Unidos
- 2.1.8.2.9. ExxonMobil
- 2.1.8.2.10. Instituto Alexander Von Humboldt
- 2.1.8.2.11. MADS
- 2.1.8.2.12. MME
- 2.1.8.2.13. Nexen
- 2.1.8.2.14. Oxy
- 2.1.8.2.15. Shell
- 2.1.8.2.16. Universidad de Los Andes

2.1.9. **Suscripción Convenio No. 060 de 2014:** Ahora bien, respecto a la **Generación del Conocimiento**, se adelanta en trabajo conjunto entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Servicio Geológico Colombiano, y en el marco del Convenio No. 060 de 2014, el cual tiene por objeto *Aunar esfuerzos técnicos, financieros y administrativos para llevar a cabo el levantamiento de la 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.*

2.1.9.1. Las actividades realizadas en el marco de este Convenio y el avance del mismo es el siguiente:

- 2.1.9.1.1. El SGC ya revisó la información estructural y tectónica de la región, e hizo el primer reconocimiento de campo.
- 2.1.9.1.2. Se instalaron las cuatro (4) estaciones sismológicas en cercanías a las poblaciones de: Aguachica (Cesar), Morales y San Pablo (Bolívar) y La Esperanza (Norte de Santander)
- 2.1.9.1.3. Las estaciones ya están registrando y almacenando los datos sismológicos continuos, las 24 horas del día.

- 2.1.10. **Expedición del Decreto 3004 de Diciembre 26 de 2013 y la Resolución No. 9 0341 de 2014** – En el marco de la **Implementación del conocimiento**, se procedió a iniciar la elaboración de la regulación para la exploración y producción de yacimientos no convencionales en relación con los requerimientos técnicos para los pozos de E&P, requerimientos técnicos para los pozos de inyección, regulación asociada a material radioactivo naturalmente ocurrente y regulación asociada a sismicidad desencadenada, que culminó con la expedición del Decreto 3004 de diciembre de 2013 y la Resolución No. 9 0341 de 2014 “*Por medio de la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*”, emitida por el Ministerio de Minas y Energía, tal como fue informado en la respuesta al punto No. 1.
- 2.1.11. Por otra parte, la ANH ejecuta el Proyecto Desarrollo Científico de Investigación y apropiación del conocimiento para el sector de hidrocarburos, en el cual se definió el objetivo: **Estudio de marco técnico y jurídico para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales**. Este estudio se adelanta en el marco del **Convenio No. 257** suscrito entre Colciencias –ANH y cuenta con la siguiente descripción:
- 2.1.12. Proyecto de cobertura nacional en los límites de todas las cuencas sedimentarias de Colombia según clasificación oficial de la ANH.
- 2.1.13. Incluye: Adquisición, generación, implementación y preservación del conocimiento ambiental y social asociado a los retos de las nuevas actividades de E&P (yacimientos no convencionales - YNC y costa afuera) para el sector hidrocarburos y las Entidades que al interior del Gobierno tienen competencia sobre la materia, incluida la formulación de los instrumentos normativos requeridos.
- 2.1.14. Para la incursión en la exploración y explotación de Yacimientos No Convencionales y Off Shore, se debe establecer una línea base que permita establecer de manera adecuada la normativa jurídica, políticas y directrices en materia ambiental.
- 2.1.15. El estudio propuesto pretende conseguir un marco claro para el desarrollo de estas actividades.
- 2.1.16. Se apoyarán cinco encuentros académicos y se financiarán cupos para que servidores del sector público-hidrocarburífero visiten campos de operaciones de Yacimientos No Convencionales y Off Shore, con el fin de incorporar y generar conocimiento.

Análisis de la respuesta de ANH

Si bien se observa que las entidades han adelantado actividades que permiten el fortalecimiento técnico y conceptual como talleres interinstitucionales, y que han involucrado los aspectos técnicos de la experiencia internacional, mediante la contratación de asesores extranjeros y visitas a los campos de producción de HYNC; la CGR establece que en el *Programa de gestión del conocimiento*, que constituye la estrategia de las entidades para el desarrollo del conocimiento y la generación de los actos administrativos regulatorios de la actividad, no se han programado actividades, procesos o metas de desarrollo del conocimiento geológico, sísmológico, e hidrogeológico local y regional (territorio colombiano), previo a la asignación de áreas o contratos para la exploración de HYNC.

Es así como la *RONDA Colombia 2014* (subasta de áreas a contratar para la exploración de hidrocarburos realizada por la ANH), tuvo lugar el 23 de julio de 2014, y se recibieron propuestas para un (1) bloque para exploración de HYNC. Situación que no es concordante con el estado actual del conocimiento sísmológico, hidrogeológico y ambiental, y con los agravantes de que aún no se haya generado una línea base sísmológica, sismotectónica, hidrogeológica y socioeconómica por parte de las instituciones de investigación, actividades que si bien según lo informado por la ANH se han gestionado mediante convenios con el SGC (Convenio 060 de 2014) y con Colciencias (Convenio 257 – *no se menciona la fecha*), estas no han sido ejecutadas en su totalidad, teniéndose hasta ahora avance en la instalación de 4 estaciones sísmológicas y un reconocimiento de campo, en el caso del primer convenio y ningún producto hasta el momento en el caso del segundo, en el cual se expresa como objetivo “2.1.14 para la incursión en la exploración y explotación de yacimientos no convencionales y Off Shore, se debe establecer una línea base que permita establecer de manera adecuada la normativa jurídica, políticas y directrices en materia ambiental”.

Por lo anterior, la CGR concluye que la *RONDA Colombia 2014* (donde se realizó la oferta de 19 bloques para exploración de HYNC y donde finalmente se recibieron solicitudes para 1 bloque) se realizó sin la culminación del *Programa de Gestión del Conocimiento* planteado por las entidades, específicamente de las actividades que conllevan a la generación de una línea base ambiental, sísmológica, sismotectónica e hidrogeológica, y por lo tanto, se establece que las entidades no actuaron bajo el principio precaución enunciados en la Función de Advertencia.

Requerimiento CGR a la ANH

Sírvase adjuntar los actos administrativos establecidos para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales, y todos los soportes técnicos que llevaron a su planteamiento (conceptos técnicos, etc.).

Respuesta de la Entidad

- 3.1.1. Respecto a este punto y en cumplimiento de lo solicitado, la ANH se permite anexar en CD adjunto la siguiente información:
 - 3.1.1.1. Copia de la Resolución No. 9 0341 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía.
 - 3.1.1.2. Copia del Acuerdo No. 3 de marzo 26 de 2014.
 - 3.1.1.3. Documentos desarrollados por el Doctor David Neslin, respecto a los criterios y metodologías de evaluación y seguimiento del impacto ambiental de las actividades de exploración y explotación de fuentes no convencionales de energías fósiles, insumo que permitirá plantear los términos de referencia para licenciamiento ambiental.
 - 3.1.1.4. Documento resumen de los Talleres desarrollados en el marco del proyecto institucional Gestión del Conocimiento. (Agenda y Conclusiones)

Análisis de la respuesta de ANH

Se recibieron los documentos señalados y sirvieron como base para el análisis de los anteriores numerales.

Requerimiento CGR a la ANH

¿Cómo está incorporando la ANH a sus funciones las actividades de vigilancia, seguimiento y control de la normativa generada para atender la dinámica propia de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, específicamente de yacimientos no convencionales?

Respuesta de la Entidad

No provee respuesta

Análisis de la respuesta de ANH

A pesar de que la entidad no respondió acerca de este último punto, la CGR concluye que debido a que el pasado 23 de julio de 2014 en la Ronda Colombia 2014 se subastó y se realizó la oferta por un bloque de los 19 posibles, es indispensable que las entidades, en este caso la ANH, adhieran un plan de seguimiento y control a la normativa generada, es decir a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos realizadas en el marco de la resolución 90341 del 27 de marzo de 2014.

7. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

Poco se sabe sobre el impacto ambiental y de salud pública de ciertas técnicas de extracción de gas natural - incluyendo fracturamiento hidráulico, situación que es reconocida por algunos institutos de salud de los Estados Unidos.

Uno de estos estudios fue dirigido por la Universidad de Yale titulado: ***“More health symptoms reported near ‘fracking’ natural gas extraction”***²², este estudio se realizó de manera aleatoria en hogares que se abastecían de pozos de aguas subterráneas en una región con un gran número de pozos petroleros activos, de los cuales el 95% utiliza la técnica de Fracking, con el fin de evitar sesgos el estudio incluyó el 5% de pozos los cuales no utilizaban Fracking.

En el caso en particular varios investigadores compararon los reportes de afectaciones a la salud con la proximidad de los pozos de gas y síntomas en la piel, respiratorios, gastrointestinales, cardiovasculares, y los neurológicos durante el año pasado, los resultados del estudio se pueden observar en “Environmental Health Perspectives” una publicación de los Institutos Nacionales de Salud de los Estados Unidos de Norteamérica.

El estudio en cuestión apunta a la prevalencia de algunos síntomas sobre la salud reportados por los residentes que viven cerca de los pozos de producción gas natural, según informan los investigadores, los informes de enfermedades de la piel son los más comunes en los hogares a menos de 1 km de los pozos de gas en comparación

²²<http://news.yale.edu/2014/09/10/more-health-symptoms-reported-near-fracking-natural-gas-extraction>

con aquellos a más de 2 kilómetros de los pozos de gas. Este fue un estudio de asociación y no miró a la causalidad, **"Nuestro estudio sugiere que la perforación de gas natural puede aumentar el riesgo de síntomas de salud en las personas que viven cerca de los pozos". - "El efecto que encontramos persistió en los análisis, incluso después de ajustar por sexo, edad, nivel de educación, el tabaquismo, y el conocimiento de los factores de riesgo ambientales"**.

Los resultados de este estudio sugieren que las actividades de perforación y explotación con fracking podrían estar asociadas con un aumento de los informes de síntomas de enfermedades en la piel y el tracto respiratorio superior, en las comunidades cercanas a los pozos de fracking, el estudio apoya la necesidad de nuevas investigaciones sobre los efectos para la salud de las actividades de extracción de hidrocarburos mediante el fracking.

Son múltiples los problemas que se han generado en torno al desarrollo de proyectos de explotación petrolera mediante el uso del fracturamiento hidráulico – Fracking, situación que ha derivado que varios de ellos hayan impuesto restricciones a la aplicación de esta técnica, impuesto moratorias a su uso, así mismo, otros países han prohibido la aplicación del Fracking por completo en su territorio, lo anterior debido a factores como incertidumbre de los efectos, falta de claridad respecto de los compuestos químicos a ser utilizados y sus efectos en el ambiente y la salud, en otros casos por la ocurrencia de contingencias y sus costos sociales, ambientales y económicos asociados y en otros porque han considerado que los riesgos exceden los límites establecidos para el desarrollo de actividades productivas.

En Estados Unidos se ha permitido en varios estados el desarrollo de la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales – HYNC a través del Fracking, pero a la vez se han generado estudios que buscan determinar el impacto al medio ambiente y a la salud de las personas que trae consigo la aplicación de esta técnica extractiva.

Otro de los estudios efectuados sobre el tema muestra la distribución espacial de las denuncias²³ y reportes de posibles contaminaciones y afectaciones producidas por el desarrollo de proyectos de explotación de hidrocarburos utilizando el fracking, los reportes de incidentes se agruparon de acuerdo con la asociación o entidad que realizó el reporte a saber:

- **Visitor Submitted Impacts: (Impactos descritos por espectadores)** Datos o incidentes descritos por espectadores que han observado presuntos incidentes de contaminación de aguas subterráneas por extracción de petróleo y gas y otras industrias relacionadas.

- **Pipeline Incidents Contaminating Groundwater: (Contaminación de aguas subterráneas por incidentes en la tubería)** Esta capa de datos incluye incidentes de tuberías de líquidos peligrosos que fueron señalados como causantes de la contaminación de las aguas subterráneas entre el 1/1/2010 y el 3/29/2013. Los datos fueron obtenidos por el Departamento de Transporte por tuberías y de la Administración de Seguridad de Materiales Peligrosos de Estados Unidos (PHMSA).

- **NRDC Suspected Contamination Events:** Amy Mall del Consejo de Defensa de Recursos Naturales (NRDC) compiló una lista de 37 incidentes en los que se

²³ <http://maps.fractracker.org/latest/?appid=5dac224ba31a4e31b320072b441ba18f>

sospecha que la fracturación hidráulica pudo contribuir a la contaminación de aguas subterráneas. La lista fue compilada en diciembre de 2011. List of the Harmed Suspected Water Incidents: (lista de incidentes sospechosos de impactos a acuíferos) Jenny Lisak, codirector de la Alianza Pennsylvania para agua y aire limpios, mantiene una lista de personas que dicen ser perjudicados por la fracturación hidráulica o procesos relacionados, llamada lista de los perjudicados. Esta capa se basa en datos de 2013 y actualizada el 23 de febrero, y contiene sólo los eventos en los que el agua es la vía de exposición.

- **NM Pit Contaminación Eventos: (New México Oil eventos de contaminación por problemas de pozos)** Esta capa consiste en eventos en los que la División de Conservación de New Mexico Oil determinó que las sustancias de pozos de gas y petróleo contaminan las aguas subterráneas. En total, hay 369 incidentes incluidos en los datos. El documento en el que se basa este mapa fue publicado en 2008: <http://www.emnrd.state.nm.us/OCD/documents/GWImpactPublicRecordsSixColumns20081119.pdf>

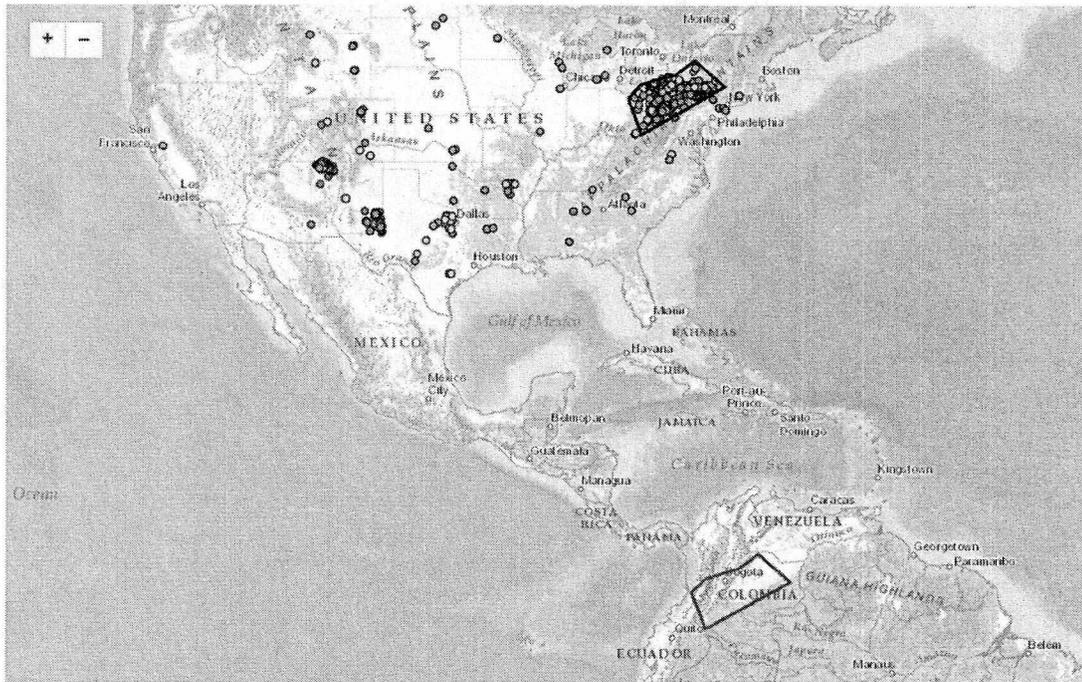
- **Complaints to PADEP:** Quejas a PADEP (Departamento de protección ambiental de Pensilvania): Laura Legere, reportera del Scranton Times Tribune, presentó una solicitud (derecho de petición) a PADEP para conocer los documentos relacionados con las personas que se han quejado de que su pozo de agua ha sido afectado por perforación de petróleo y gas, el fracturamiento hidráulico, y actividades relacionadas. La inclusión en esta capa del mapa sólo significa que hubo una queja a PADEP, y no debe ser interpretado como prueba de una relación causal entre la actividad de los pozos de gas y el supuesto impacto del agua subterránea. Sin embargo, 161 de los incidentes tienen documentación donde PADEP establece una conexión entre la actividad de perforación y los impactos de agua de pozo. (Ver mapa No.1).



Fuente: <http://maps.fractracker.org/latest/?appid=5dac224ba31a4e31b320072b441ba18f>

Mapa No. 1 Localización de quejas asociadas al uso del fracking.

En este mapa se observa la concentración de diferentes tipos de quejas a ante diferentes entidades gubernamentales asociadas a la aplicación del fracking en el estado de Pensilvania, en donde está aprobada esta técnica, en el resto de los Estados Unidos se presentan igualmente quejas con algunas áreas de concentración.



Fuente: Tomado y modificado de:

<http://maps.fractracker.org/latest/?appid=5dac224ba31a4e31b320072b441ba18f>

Mapa No. 2 Comparación del área de mayor afectación por quejas de efectos negativos del fracking en el estado de Pensilvania extrapolada al territorio Colombiano.

En el mapa No. 2 se observa la sobre posición del área de mayor concentración de quejas en el estado de Pensilvania en el mapa de Colombia, en donde se puede observar que dicha área de afectación equivale a cerca de la tercera parte del territorio nacional.

8. HALLAZGOS

Como resultado del seguimiento a la Función de Advertencia de la CGR de 2012 sobre la aplicación del principio de precaución y desarrollo sostenible y los posibles riesgos asociados en la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, se han estructurado tres hallazgos a partir de las respuestas dadas por Ministerio de Minas y Energía MME, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible MADS y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, observaciones que se trasladaron de acuerdo a sus competencias institucionales para conocer su posición y para que remitan los soportes e información adicional que permitan desvirtuarlas en caso dado, las cuales se exponen a continuación:

8.1. Hallazgo Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible MADS

H1D1 Términos de Referencia Ambiental específicos a la fase de explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales (YHNC), a cargo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible MADS.

Una vez evaluadas las actuaciones desarrolladas por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible MADS y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, en relación con las acciones encaminadas a la definición de los términos de referencia ambiental para la fase de explotación de Yacimientos de Hidrocarburos no Convencionales (YHNC, por sus siglas en español), la Contraloría General de la República “CGR”, teniendo como punto de referencia la Función de Advertencia emitida en 2012 sobre este tema, establece que a la fecha no existen términos de referencia para la elaboración de los estudios ambientales previos y requeridos para el desarrollo de la fase de explotación de este tipo de recurso hidrocarburífero propiedad de la Nación, términos que deben ser acatados por el titular del bloque exploratorio, así mismo, no existe a la fecha la normativa ambiental que defina o regule el marco de la licencia ambiental específica o relacionada con la fase de explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, teniendo en cuenta las particularidades que reviste este tipo de explotación en cuanto a riesgos ambientales, uso de recursos naturales, en especial el recurso agua, afectación de formaciones geológicas en el subsuelo por fracturamiento secundario, riesgos de contaminación de aguas superficiales y subterráneas, generación y disposición final de residuos peligrosos del proceso, generación de sismicidad y riesgos por reactivación de fuentes sismogénicas en zonas tectónicas activas, reinyección de aguas contaminadas o no tratadas del proceso en unidades permeables en profundidades menores a los niveles productores de hidrocarburos, acuíferos que pueden constituirse en reservas de agua potable para futuras generaciones en un corto plazo por citar los más importantes. Así mismo observa la CGR que el MADS ha desatendido lo relacionado a la debida coordinación y complementariedad armónica entre entidades del Estado como lo establece la ley 489 de 1998, cuando se ofrecieron bloques para contratos de Exploración y Producción (E&P) para yacimientos de hidrocarburos no convencionales en la ronda 2014 a cargo de la ANH sin la debida formulación y oficialización previa de estos términos de referencia para fase de producción de los Hidrocarburos no Convencionales.

Lo anterior, teniendo en cuenta que en las funciones establecidas para el MADS en el decreto 3570 de 2011 *“Por el cual se modifican los objetivos y la estructura del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y se integra el Sector Administrativo de Ambiente y Desarrollo Sostenible.”*, en su Artículo 2 numeral 1, señala:

“Diseñar y formular la política nacional en relación con el ambiente y los recursos naturales renovables, y establecer las reglas y criterios de ordenamiento ambiental de uso del territorio y de los mares adyacentes, para asegurar su conservación y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales renovables y del ambiente.”

Frente a este caso en particular la Contraloría General de la República observa no solo la presunta desatención del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible frente a sus funciones, sino también deficiencias de gestión en la aplicación de los postulados y contenidos definidos en la ley 99 de 1993, relacionados con el Principio de Precaución y el uso de estudios y resultados de procesos de investigación científica ambiental que existen en el país y que en este caso representan la inclusión de estos

estudios y del conocimiento particular del territorio colombiano para la formulación oficial de los términos de referencia, conforme a la siguiente norma:

LEY 99 DE 1993 ARTICULO 1 NUMERAL 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.*

Referente al punto anterior, la Corte Constitucional también se ha manifestado frente a la necesidad de contar con medidas a efecto de evitar daños al patrimonio natural, el derecho a un ambiente sano y la protección a la salud y a la vida.

CORTE CONSTITUCIONAL Sentencia C-703/10 de septiembre de 2010

PRINCIPIO DE PRECAUCION AMBIENTAL- *Elementos exigidos para la adopción de medidas fundadas en este principio.*

La Corte ha advertido que la adopción de medidas fundadas en el principio de precaución debe contar con los siguientes elementos: (i) que exista peligro de daño, (ii) que éste sea grave e irreversible, (iii) que exista un principio de certeza científica, así no sea ésta absoluta, (iv) que la decisión que la autoridad adopte esté encaminada a impedir la degradación del medio ambiente y (v) que el acto en que se adopte la decisión sea motivado.

Si bien el principio de precaución hace parte del ordenamiento positivo, con rango legal, a partir de la expedición de la Ley 99 de 1993, la Corte ha considerado que se encuentra constitucionalizado, pues se desprende de la internacionalización de las relaciones ecológicas y de los deberes de protección y prevención contenidos en Carta, constitucionalización que deriva del deber impuesto a las autoridades de evitar daños y riesgos a la vida, a la salud y al medio ambiente.²⁴

La CGR concluye que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, por posibles deficiencias en la planeación y la presunta desatención de sus funciones en la gestión misional, no ha emitido oportunamente los términos de referencia ambientales para la fase de explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales dentro del marco de sus funciones misionales y del principio de precaución enunciado en la legislación Colombiana; en este sentido, se han desaprovechado las acciones e inversiones que han sido realizadas por parte del Estado en las capacitaciones, entrenamientos en el exterior y demás actividades relacionadas en el proceso de “gestión del conocimiento”, el cual consistió en talleres, visitas a campos productores en USA y Canadá y donde participaron mediante contratación con entidades del estado del orden nacional Asesores Internacionales.

No obstante, no se culminó este proceso puesto que no se formularon ni establecieron los términos de referencia ambientales para la fase de explotación; situación diferente

²⁴ Ver H CORTE CONSTITUCIONAL Sentencia C-703/10 de septiembre de 2010 Magistrado Ponente: GABRIEL EDUARDO MENDOZA MARTELO Bogotá D.C., seis (6) de septiembre de dos mil diez (2010)

se presentó con los términos de referencia técnicos emitidos por el Ministerio de Minas y Energía (MME), sin que esto último implique opinión favorable de la CGR frente al contenido de la reglamentación técnica expedida por el MME para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, donde se emitió en el marco de este proceso Interinstitucional la **RESOLUCIÓN NÚMERO 90341 del marzo 27 de 2014**, “**POR LA CUAL SE ESTABLECEN REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**”). (Negrillas y subrayado fuera del texto).

Para la Contraloría General de la República este hecho representa, entre otros, riesgos ambientales en el desarrollo de los proyectos de explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, así como en el seguimiento ambiental durante la fase de explotación, que es donde mayores diferencias técnicas y operativas se presentan frente a la explotación tradicional de hidrocarburos, dado que de no ser expedidos estos términos de referencia previo a la etapa de explotación y acordes a unas metodologías, procesos, procedimientos, usos de recursos naturales e impactos que no se dan en los métodos tradicionales de explotación de hidrocarburos, se están definiendo y transfiriendo riesgos sobre los recursos naturales y el ambiente y se puede estar permitiendo el desarrollo de actividades de producción de hidrocarburos dentro de vacíos normativos.

En consecuencia, frente a lo antes expuesto la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales no tendrá como abordar las obligaciones mínimas a exigir a la hora de otorgar las respectivas licencias ambientales y se presentaran limitaciones al momento de hacer el seguimiento y control de las mismas, dentro de un plan de manejo ambiental que propenda por la conservación y defensa de los recursos naturales junto a la defensa de un ambiente sano.

Respuesta del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible MADS

El Ministerio de Ambiente y desarrollo Sostenible en su respuesta informa: “**Frente a los términos de referencia para la fase de explotación de YHNC, este Ministerio es consciente de que no se han expedido**”, ... “la razón básica proviene de la complejidad que entraña la etapa de explotación, como bien lo exponen en el oficio esta etapa significa retos ambientales que rebasan en mucho los efectos que se controlan en la exploración, básicamente esto debido a la masificación de las actividades de perforación y fracturamiento hidráulico. **Por lo anterior, el Ministerio debe hacer un ejercicio responsable y juicioso para el cual ha decidido tomar un tiempo prudente.**” (subrayado y negrilla fuera del texto).

“Respecto de la ausencia de reglamentación ambiental específica y de términos de referencia para estudios de impacto ambiental para la etapa de explotación de YHNC en el ejercicio de conformación, oferta y adjudicación de bloques, las actividades que tienen que ver con esta (sic) etapas son de responsabilidad exclusiva de la ANH, así como que estos procesos se libren en el estado de reglamentación existente.”

“Ahora bien, las estipulaciones contractuales que vinculan a las empresas concesionistas con la ANH tienen previsto el cumplimiento del lleno de requisitos ambientales, entre ellos realizar el proceso de licenciamiento ambiental; y como puede comprobar la CGR, no obstante tener bloque adjudicados las empresas, los concesionados en el 2012 no fueron revisados en sede de licenciamiento ambiental para la etapa de exploración hasta tanto este Ministerio produjo los términos de referencia correspondientes, así sucederá también en la etapa de explotación.”

Análisis de la Respuesta por la CGR

La CGR evidencia que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS, reconoce la no expedición de los términos de referencia ambiental requeridos para la ejecución de la fase de explotación de los proyectos de YHNC: ***“Frente a los términos de referencia para la fase de explotación de YHNC, este Ministerio es consciente de que no se han expedido”***, considera también el Órgano de Control Fiscal que el proceso de gestión de conocimiento tenía como eje principal llegar a unas definiciones claras y precisas sobre la fase de explotación de los YHNC, en este sentido los invitados a las conferencias, cursos, seminarios y reuniones fueron expertos en dicha materia por lo que no se entiende el vacío normativo para la etapa de explotación.

Adicionalmente, las visitas realizadas funcionarios del MADS, se efectuaron a proyectos que se encontraban en fase de explotación, por tanto la CGR considera que si bien el MADS adelantó el proceso de gestión del conocimiento no aprovecho en su totalidad dicho conocimiento y así establecer los términos de referencia para la etapa de explotación.

Por otra parte, si bien la ANH es la autoridad responsable de la adjudicación de áreas y bloques para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, debe existir una coordinación institucional para garantizar el bienestar ambiental y social del país.

La falta de dicha coordinación genera riesgos de diferente índole, además, es posible que una vez establecidos los términos de referencia y las restricciones ambientales para el desarrollo de las actividades de explotación de YHNC mediante Fracking, se presenten casos en los que las áreas y bloques establecidos o en fase de oferta no puedan aplicar para su explotación mediante métodos no convencionales, dadas las posibles incompatibilidades o restricciones desde el punto de vista ambiental.

Por lo antes expuesto la CGR mantiene el Hallazgo con presunta incidencia disciplinaria H1D1.

8.2 Hallazgo Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

Hallazgo H2D2 Definición y oferta de bloques exploratorios para yacimientos de hidrocarburos no convencionales por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en la definición de bloques para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales y su posterior oferta en la denominada ronda 2014, debe acatar lo establecido en el Decreto 1760 de 2003 por medio del cual se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos, y en el Acuerdo N° 3 de marzo de 2014 ***“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”*** que dispone lo siguiente:

Artículo 46.- Acreditación de Capacidad Medioambiental: Con arreglo a los artículos 4, numeral 16, y 18 del presente **Acuerdo**, los titulares de **Contratos** celebrados con anterioridad al año 2012, así como los **Operadores** propuestos para el desarrollo de las actividades de exploración y producción de Hidrocarburos provenientes de **Yacimientos No Convencionales**, deben 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, de conformidad con los **Términos Particulares** que desarrollan este **Acuerdo**.

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.

Esta ronda de negocios se realizó sin que existiesen previamente los términos de referencia ambiental específicos para la fase de explotación, dejando de lado o desconociendo así los riesgos que implica la carencia de la esta normativa sobre el proceso extractivo y sobre los recursos naturales, dado que se pueden establecer escenarios futuros de reclamación o desistimiento por parte de los Titulares de los contratos de E&P de acuerdo con los requisitos ambientales y sus implicaciones técnicas y económicas en la fase de explotación que a futuro se definan cuando se emitan los términos de referencia ambiental, o en caso dado, en el escenario de no contar con estos términos de referencia al momento de iniciar la etapa de explotación, se puedan afectar de manera irreversible recursos naturales del subsuelo, como son las aguas subterráneas, con lo cual se estaría limitando a futuro el uso de este vital recurso que cada día tiene mayor relevancia, mayor consumo y demanda igualmente de mayores recursos para su prospección y explotación a profundidades cada vez mayores.

Subastar bloques sin las definiciones ambientales del caso, implica entre otros, riesgos innecesarios de orden legal y ambiental, riesgos que no son aceptables dado que el escenario de efectos negativos potenciales frente al tema es conocido en el mundo del petróleo, frente a la falta de certeza y por las posiciones encontradas en lo técnico y lo ambiental respecto de este tema, la CGR advirtió los posibles riesgos, sin que se prestara la debida atención a dicha advertencia, por cuanto la Ronda Colombia 2014 se llevó a cabo sin la definición del marco ambiental requerido que deben cumplir los adjudicatarios de los bloques de E&P para yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

Por lo anterior, la CGR considera que hay una presunta desatención o inobservancia de la Agencia Nacional de Hidrocarburos a sus funciones misionales, contenidas en el Decreto 1760 de 2003 y deberes constitucionales, así como la obligación de una relación armónica y complementaria con otras instituciones del Estado según lo definido por ley 489 de 1998 en sus artículos 3, 4, 5 y 6²⁵,

²⁵ Ley 489 de 1998:

Principios y finalidades de la función administrativa

Artículo 3°. Principios de la función administrativa. La función administrativa se desarrollará conforme a los principios constitucionales, en particular los atinentes a la buena fe, igualdad, moralidad, celeridad, economía, imparcialidad, eficacia, eficiencia, participación, publicidad, responsabilidad y transparencia. Los principios anteriores se aplicarán, igualmente, en la prestación de servicios públicos, en cuanto fueren compatibles con su naturaleza y régimen. Ley 489 de 1998 3/61.

además de una presunta desatención del principio de precaución²⁶ establecido en la ley 99 de 1993 y enunciado en la función de advertencia de 2012 de la CGR, que advertía sobre los riesgos potenciales sobre la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, al haberse realizado la subasta de bloques para la exploración de YHNC el pasado 23 de julio de 2014 (RONDA Colombia 2014 de la ANH), sin haberse subsanado las deficiencias en el marco regulatorio ambiental y sin obtener previamente una plataforma de conocimiento mínimo que permita definir las restricciones ambientales y técnicas para el desarrollo de la actividad en los bloques ofertados.

Respuesta de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

“CLÁUSULA 36. – RESPONSABILIDAD:

*“Además de las establecidas en el ordenamiento superior y de las estipuladas en otras cláusulas contractuales y en los documentos que integran el presente negocio jurídico, el **Contratista** asume, por sus exclusivos cuenta y riesgo, las que se determinan a continuación:*

“(…)”

*“36.3 Responsabilidad Ambiental: Es obligación y deber primordial del **Contratista** 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

Parágrafo. Los principios de la función administrativa deberán ser tenidos en cuenta por los órganos de control y el Departamento Nacional de Planeación, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 343 de la Constitución Política, al evaluar el desempeño de las entidades y organismos administrativos y al juzgar la legalidad de la conducta de los servidores públicos en el cumplimiento de sus deberes constitucionales, legales o reglamentarios, garantizando en todo momento que prime el interés colectivo sobre el particular.

Artículo 4°. Finalidades de la función administrativa. La función administrativa del Estado busca la satisfacción de las necesidades generales de todos los habitantes, de conformidad con los principios, finalidades y cometidos consagrados en la Constitución Política.

Los organismos, entidades y personas encargadas, de manera permanente o transitoria, del ejercicio de funciones administrativas deben ejercerlas consultando el interés general.

Modalidades de la acción administrativa

Artículo 5°. Competencia administrativa. Los organismos y entidades administrativos deberán ejercer con exclusividad las potestades y atribuciones inherentes, de manera directa e inmediata, respecto de los asuntos que les hayan sido asignados expresamente por la ley, la ordenanza, el acuerdo o el reglamento ejecutivo.

Se entiende que los principios de la función administrativa y los principios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad consagrados por el artículo 288 de la Constitución Política deben ser observados en el señalamiento de las competencias propias de los organismos y entidades de la Rama Ejecutiva y en el ejercicio de las funciones de los servidores públicos.

Artículo 6°. Principio de coordinación. En virtud del principio de coordinación y colaboración, las autoridades administrativas de Ley 489 de 1998 4/61 deben garantizar la armonía en el ejercicio de sus respectivas funciones con el fin de lograr los fines y cometidos estatales.

²⁶ **LEY 99 DE 1993 ARTICULO 1 NUMERAL 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.

respectivo Plan de Exploración para dar comienzo a la ejecución de 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.”

“Conviene puntualizar que por su naturaleza dinámica, los asuntos ambientales relativos a la industria de hidrocarburos están sujetos a modificaciones y actualizaciones permanentes, que se regulan por las autoridades competencias para incrementar los niveles de prevención y elevar los estándares de protección sobre el medio ambiente y los recursos naturales, circunstancia que se impone en las concesiones de recursos propiedad del Estado a los Contratistas responsables de la exploración y explotación de hidrocarburos en general y, en particular de los provenientes de Yacimientos No Convencionales.”

“En suma, la expedición de la normatividad técnica y ambiental aplicable a la exploración y explotación de hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales fue resultado de un amplio proceso de participación, en el que no solamente intervinieron los interesados en la citada Ronda, sino representantes de otros sectores, como la academia, las universidades, y organizaciones no gubernamentales, entre otros.”

“(…) solamente en los casos en que existan riesgos envueltos en condicionales de incertidumbre o falta de certeza, aplica el principio de precaución, cuando la ciencia alerta sobre la existencia de riesgos que no se contemplan en el ordenamiento jurídico ni en las reglamentaciones pertinentes de las autoridades ambientales.”

“En este sentido, el principio de precaución se justifica ante la imposibilidad de establecer con certeza los efectos ambientales de una obra o actividad determinadas, debida a los límites propios del conocimiento científico; por ende, su aplicación ha de ser excepcional y motivada.”

“Por el contrario, frente a proyectos cuyos efectos son determinables, la legislación nacional e internacional consagra el principio de prevención, cuya principal materialización se encuentra en la exigencia de Licencia Ambiental para ciertas actividades, como instrumento de planificación para garantizar la introducción de la variable ambiental en el desarrollo económico.”

“Lo expuesto a lo largo del presente escrito permite establecer –sin asomo de duda- que la Agencia Nacional de Hidrocarburos no solamente no incurrió en la presunta desatención o inobservancia de sus deberes constitucionales y de sus funciones misionales, sino que si mantuvo relación activa, armónica y complementaria con otras institucionales del Estado, y que todas ellas han desarrollado satisfactoriamente el principio de precaución establecido en la Ley 99 de 1993.” (Subrayado fuera del texto)

Análisis de la Respuesta por la CGR

Para la CGR es claro que en las cláusulas de los contratos adelantados dentro de la Ronda 2014 se establecen obligaciones ambientales de orden general a dichas empresas, de tal manera que estas deben cumplir con todas las exigencias ambientales establecidas por las autoridades responsables. Pero de igual forma la CGR considera que la falta de coordinación entre la ANH y la autoridad ambiental ANLA, en el proceso de la adjudicación o de subastas de bloques en la ronda 2014, genera riesgos relacionados con las posibles restricciones ambientales para el desarrollo de las actividades de explotación de los HYNC; teniendo en cuenta que una vez establecidos los términos de referencia para la fase de explotación, no se permita finalmente por restricciones ambientales el desarrollo de la fase de explotación, debido a incompatibilidades, conflictos o restricciones de orden ambiental.

Por lo antes expuesto la CGR mantiene el Hallazgo con presunta incidencia disciplinaria H2D2.

8.3 Hallazgo Ministerio de Minas y Energía

Hallazgo H3D3 Principio de precaución en la expedición de la norma técnica expedida por el Ministerio de Minas y Energía para la explotación de Yacimientos de Hidrocarburos no Convencionales (YHNC).

El Ministerio de Minas y Energía (MME) en ejercicio de sus facultades y competencia legal emitió la **RESOLUCIÓN NÚMERO 9 0341 del marzo 27 de 2014**, "*POR LA CUAL SE ESTABLECEN REQUERIMIENTOS TÉCNICOS Y PROCEDIMIENTOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES*". (Negrillas y subrayado fuera del texto).

Dentro de este escenario, la CGR observa que aspectos que dieron origen a la Función de Advertencia de la CGR en el 2012 relacionados con el principio de precaución definidos en la ley 99 de 1993 (*Artículo 1 numeral 6*), no fueron tenidos en cuenta por el MME al interior de la resolución en comento, la cual no refleja criterios de prevención y precaución, evidenciado lo anterior ante la falta de medidas específicas frente a la ausencia de conocimiento específico y datos propios en materia de explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el territorio nacional, especialmente de las características y condiciones geodinámicas (tectónismo y sismicidad activa dentro y en los alrededores de las principales cuencas sedimentarias de Colombia). Asimismo la resolución aborda la generación de la línea base ambiental en aspectos como hidrogeología y sismotectónica de forma muy general y a escalas que no son las adecuadas si se requiere realizar un control riguroso (técnico y ambiental) a los efectos potenciales generados o asociados a la actividad de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

Es de anotar que las labores de generación de conocimiento desarrolladas de forma previa, como soporte técnico de la resolución No. 90341 de 2014 expedida por el Ministerio de Minas y Energía (MME), se soportaron fundamentalmente en el conocimiento y condiciones geológicas y de producción de campos en donde se extraen hidrocarburos de yacimientos no convencionales localizados por fuera del territorio Colombiano. El programa de "*gestión del conocimiento*" presenta deficiencias en la generación e inclusión de conocimiento propio del territorio colombiano, dado que se centró en el conocimiento y condiciones de campos productores de YHNC por fuera de Colombia y no se observa el ajuste o la inclusión de información propia del territorio nacional donde se ejecutaran las labores de explotación de los YHNC, es decir la utilización del conocimiento local, definición de áreas o regiones con condiciones de manejo especial o restricciones.

La CGR considera que aunque se hayan planteado convenios con el Servicio Geológico Colombiano (SGC) y Colciencias para propender en ello, esta es una situación a futuro y posiblemente simultánea con la exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales, y no una situación previa, tal como se anunció y como lo requiere el deber ser.

En este escenario, aún no se han obtenido los productos de cartografía sismotectónica en el valle medio del Magdalena (mayor área prospectiva para YHNC) y de línea base sismológica, así como la falta de identificación y caracterización de

acuíferos estratégicos en el marco de una zonificación geológica y ambiental de superficie y del subsuelo.

Si bien el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) son autónomos en sus decisiones, la CGR considera que los aportes de Institutos Técnicos y Científicos especializados en el tema de explotación de hidrocarburos así como de la participación de Universidades con reconocidos laboratorios de investigación como apoyo técnico y científico para el proceso de la definición de los términos de referencia técnica para lo relacionado a la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, representarían un mayor nivel de confiabilidad, mayor respaldo, soporte institucional y científico en el corto, mediano y largo plazo para la Nación en la elaboración de los términos de referencia, así como en el seguimiento y evolución a futuro de este tema.

A la fecha el Ministerio de Minas y Energía ha emitido la Resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2014, una vez evaluada por la CGR está presenta deficiencias y aborda la generación de la línea base técnica y toca tangencialmente aspectos como hidrogeología y sismotectónica de forma muy general y a escalas que no son las adecuadas si se requiere realizar un control riguroso (técnico y ambiental) a los efectos potenciales generados o asociados a la actividad de exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

Por la complejidad del proceso y los riesgos asociados a la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, se requiere un alto nivel de coordinación entre la autoridad ambiental (ANLA – Corporaciones Autónomas Regionales) y la autoridad petrolera (ANH) para el seguimiento detallado y continuo del proceso, teniendo en cuenta lo nuevo de su aplicación en Colombia, sin embargo el seguimiento y control de este tipo de explotación depende en mucho de los reportes de los operadores y de la programación de visitas de seguimiento en campo, esto, sin tener en cuenta los riesgos y potenciales impactos ambientales no previstos o no declarados, algunos de ellos irreversibles, por lo que el monitoreo técnico y ambiental debe ir de la mano y ejecutarse en simultaneo a la ejecución de las operaciones críticas de la explotación, dado que los eventuales efectos o impactos, en este caso, se dará en profundidad (al interior del yacimiento y sus alrededores) y puede tomar años o décadas en ser detectados en superficie.

La Resolución No. 90341 del marzo 27 de 2014, no incluye la obligación a las empresas que desarrollen los proyectos de exploración y explotación de YHNC, de reportar la información de los pozos de extracción o producción de YHNC y las captaciones de aguas para este tipo de explotación a las Autoridades Ambientales tales como la ANLA y las Corporaciones Autónomas Regionales, quienes son los llamados por competencias legales a la administración integral del recurso hídrico, situación que va en contravía de la debida complementariedad, articulación y actuación armónica de las entidades estatales, desatendiendo presuntamente así el MME sus funciones misionales y las definiciones de la ley 489 de 1998 en sus artículos 3, 4, 5 y 6, a saber:

Principios y finalidades de la función administrativa

Artículo 3°. Principios de la función administrativa. La función administrativa se desarrollará conforme a los principios constitucionales, en particular los atinentes a la buena fe, igualdad, moralidad, celeridad, economía, imparcialidad, eficacia, eficiencia, participación, publicidad, responsabilidad y transparencia. Los principios anteriores se aplicarán, igualmente, en la prestación de servicios públicos, en cuanto fueren compatibles con su naturaleza y régimen. Ley 489 de 1998 3/61.

Parágrafo. Los principios de la función administrativa deberán ser tenidos en cuenta por los órganos de control y el Departamento Nacional de Planeación, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 343 de la Constitución Política, al evaluar el desempeño de las entidades y organismos administrativos y al juzgar la legalidad de la conducta de los servidores públicos en el cumplimiento de sus deberes constitucionales, legales o reglamentarios, garantizando en todo momento que prime el interés colectivo sobre el particular.

Artículo 4°. Finalidades de la función administrativa. La función administrativa del Estado busca la satisfacción de las necesidades generales de todos los habitantes, de conformidad con los principios, finalidades y cometidos consagrados en la Constitución Política.

Los organismos, entidades y personas encargadas, de manera permanente o transitoria, del ejercicio de funciones administrativas deben ejercerlas consultando el interés general.

Modalidades de la acción administrativa

Artículo 5°. Competencia administrativa. Los organismos y entidades administrativos deberán ejercer con exclusividad las potestades y atribuciones inherentes, de manera directa e inmediata, respecto de los asuntos que les hayan sido asignados expresamente por la ley, la ordenanza, el acuerdo o el reglamento ejecutivo.

Se entiende que los principios de la función administrativa y los principios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad consagrados por el artículo 288 de la Constitución Política deben ser observados en el señalamiento de las competencias propias de los organismos y entidades de la Rama Ejecutiva y en el ejercicio de las funciones de los servidores públicos.

Artículo 6°. Principio de coordinación. En virtud del principio de coordinación y colaboración, las autoridades administrativas de Ley 489 de 1998 4/61 deben garantizar la armonía en el ejercicio de sus respectivas funciones con el fin de lograr los fines y cometidos estatales.

En consecuencia, prestarán su colaboración a las demás entidades para facilitar el ejercicio de sus funciones y se abstendrán de impedir o estorbar su cumplimiento por los órganos, dependencias, organismos y entidades titulares.

Parágrafo. A través de los comités sectoriales de desarrollo administrativo de que trata el artículo 19 de esta ley y en cumplimiento del inciso 2° del artículo 209 de la C.P. se procurará de manera prioritaria dar desarrollo a este principio de la coordinación entre las autoridades administrativas y entre los organismos del respectivo sector.

Por lo anterior, la CGR considera que el Ministerio de Minas y Energía al emitir la Resolución Número 90341 del marzo 27 de 2014, no ha subsanado las deficiencias en el conocimiento local, sin establecer previamente una plataforma de conocimiento técnico – ambiental del territorio que permita definir las características y las restricciones ambientales y técnicas para el desarrollo de la actividad de exploración y explotación de Hidrocarburos no Convencionales.

Respuesta del Ministerio de Minas y Energía (MME)

“Así las cosas, en el caso de la exploración y explotación hidrocarburífera, es evidente que los riesgos de esta actividad son previsibles, razón por la cual, las autoridades ambientales competentes dentro del marco de sus competencias han regulado los mecanismos necesarios para la prevención y control de los factores que puedan llegar a afectar o deteriorar las condiciones ambientales del área de influencia de estas actividades.”

“(...)

- *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, apelamos al principio de precaución debido a las condiciones sismológicas en Colombia y específicamente en las regiones donde se realizará la exploración de este tipo de yacimientos, e incluimos 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.*
- *Es importante mencionar que la actividad de inyección para fluido de retorno y agua de producción se realiza de manera diaria en Colombia desde hace décadas dentro de las operaciones en yacimientos convencionales. Para los YNC se incluye el requerimiento de monitoreo de sismicidad para la vida útil del proyecto con la instalación de una red de monitoreo.*

“La red de monitoreo debe ser instalada por el operador, pero será administrada y los datos interpretados por el Servicio Geológico Colombiano.

Así mismo apelando nuevamente al principio de precaución se establecieron distancias mínimas en las cuales no se puede realizar estimulación hidráulica, ni inyección de fluido de retorno de una falla geológica.”

Análisis de la Respuesta por la CGR

En lo particular a los principios de prevención y precaución, es importante tener en cuenta que no solo basta enunciarlos en los documentos de forma repetitiva, sino que se les debe dar alcance en sus aspectos formales de forma y fondo, en el presente caso, los yacimientos de hidrocarburos no convencionales YHNC, por lo genérico del proceso tal y como está presentado y plasmada esta metodología extractiva en los diferentes documentos de los Ministerios de Minas, Ambiente y de la ANLA, no es posible tener un marco detallado del proceso y las metodologías o técnicas particulares del fracking, ni un listado preciso de los compuestos químicos que se usaran y las reacciones que causarían en profundidad, por lo que no es posible con tales indefiniciones establecer los panoramas específicos de riesgos operativos y ambientales, así mismo no es posible entonces establecer los protocolos de contingencias ni las medidas de manejo ambiental acordes y ajustadas a las metodologías y a los compuestos químicos que se habrán de usar en todo el proceso durante la etapa de explotación de este tipo de yacimientos.

Por lo tanto, es importante anotar que sin una línea base ambiental previa y detallada de las unidades geológicas de interés para la explotación de aguas subterráneas para consumo humano, así como la definición de sus condiciones petrofísicas más relevantes, junto a la identificación detallada de los acuíferos potencialmente explotables para consumo humano localizados arriba y debajo de la zona de interés económico del bloque de exploración y explotación de YHNC y la debida la caracterización detallada de los acuíferos en cuanto a condiciones de composición y producción, no es posible definir los riesgos, las medidas de manejo y las medidas correspondientes del plan de contingencia requeridas para garantizar al máximo una operación técnica y ambiental dentro de los más altos estándares de seguridad operativa, ambiental y social.

El no contar con la suficiente información adecuada, confiable y actualizada en el tema antes de materializar norma o proceso alguno implica serios riesgos en contra del ambiente, los recursos naturales y la salud, derivados de vacíos normativos o por

definiciones genéricas de los procesos que se pretenden regular, prevenir, evitar y controlar.

En este sentido la CGR no comparte la afirmación del Ministerio de Minas y Energía en cuanto a que es posible conocer las consecuencias de un proceso nuevo en Colombia del cual no se tienen registros de seguimiento técnico y ambiental previos. Lo anterior teniendo en cuenta la falta de información hidrogeológica, sismotectónica específica para la explotación de los yacimientos no convencionales para producción de crudo y gas, y que las empresas operadoras especializadas no han publicado el listado de compuestos, combinaciones y reacciones en profundidad que se darán en el tiempo y sus riesgos particulares asociados, de tal forma que las autoridades Colombianas puedan definir previamente con suficiencia de conocimiento, oportunidad, pertinencia y eficacia acerca de las medidas del plan de manejo y del plan de contingencias propuesto por tales empresas a consideración de la ANH, la ANLA o las Corporaciones Autónomas Regionales.

A la fecha no se tiene un estudio especializado en manos del Gobierno, Ecopetrol o el Instituto Colombiano del Petróleo ICP y la Agencia Nacional de Hidrocarburos que establezca un panorama de riesgos de esta metodología de producción. Si existe no fue remitido a la CGR.

En el escenario antes expuesto, existe la posibilidad de ocurrencia de daños ambientales (entre otros), en donde solo se pueden establecer medidas de mitigación y contingencia, medidas de por sí complejas y costosas de llevar a cabo y de resultados cuestionables, para la CGR todo lo relacionado con la prevención, control y seguimiento debe estar definido con antelación en beneficio de los intereses de la nación. Esto implica que debe existir antes de la asignación de los bloques una normativa bien fundamentada y basada en información técnica, ambiental y social específica, bien fundamentada y vigente con antelación a la fase de explotación.

El Ministerio de Minas y Energía desatendiendo el Principio de Precaución, deja de lado que quienes deben demostrar la seguridad del proceso o los procesos son los operadores o ejecutores de esta metodología dentro de la aplicación del marco normativo colombiano ley 99 de 1993 artículo 1, así mismo el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible dentro de este principio debe propender por lograr el mayor grado de seguridad posible y razonable en defensa del ambiente los recursos naturales y la salud, los cuales constituyen parte de los intereses de la nación.

La CGR, en desarrollo de sus funciones misionales y en especial la de advertir sobre riesgos a los intereses de la Nación profirió función de advertencia sobre el tema en 2012, momento en el cual no existía mayor información ni interés público sobre el tema de la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, esto sin que el órgano de control fiscal fuese motivado por razones o situaciones sin fundamento alguno, basta con observar los desarrollos institucionales y normativos luego de la función de advertencia y los logros a la fecha en materia regulatoria y de avance del conocimiento de la metodología – proceso.

Así mismo no puede el Ministerio de Minas desconocer los reparos, prevenciones, moratorias y prohibiciones a la aplicación del Fracking en el mundo entero y que estos no son producto de situaciones de pánico sin fundamento, por lo contrario, los países que no son afectados al fracking se fundamentan en hechos cumplidos, basados en accidentes y daños ambientales costosos y difíciles de revertir, razón por la cual no se puede el Ministerio desconocer lo advertido por la CGR, ni pretender minimizar las

razones por las cuales ha sido prohibida esta técnica o metodología de explotación de hidrocarburos en varios países.

La CGR aclara que la participación institucional del órgano de Control Fiscal en el proceso de gestión de conocimiento para el fracking se dio en el marco de la asistencia a seminarios dentro del país a los cuales fue invitada la CGR de manera selectiva. Otro punto importante a recalcar en el proceso de gestión de conocimiento reportado por el Ministerio de Minas y Energía, tiene que ver con la participación de altos directivos del Gobierno en cabeza del Ministerio de Minas, el Ministerio de Desarrollo Sostenible y la Autoridad de Licencias Ambientales, en donde la Contraloría ve con preocupación que la mayoría de estos directivos que asistieron a los eventos internacionales hoy ya no hacen parte de estas entidades, con lo que el valor estratégico y el conocimiento generado en este proceso se fue con dichos funcionarios.

Por lo sensible e importante del tema se considera más prudente y productivo la participación de una alta cantidad de funcionarios de carrera del área técnica y ambiental, que permitan darle la continuidad y dedicación requerida al tema, así como de conformar una memoria institucional sólida, máxime cuando se argumenta el valor estratégico del tema de hidrocarburos para las finanzas de la nación en los próximos años.

El Ministerio de Minas en su respuesta, desconoce el bajo grado de conocimiento geológico detallado y actualizado del territorio nacional, en este caso es importante tener en cuenta que la información geológica detallada no está actualizada y no está en función de las condiciones de información requerida para la explotación de yacimientos no convencionales, de ser así no tendría razón el convenio firmado con el Servicio Geológico Colombiano y Colciencias ni la función de advertencia de la CGR.

En atención a la respuesta del Ministerio la CGR verifico el: **“PLAN ESTRATÉGICO DEL CONOCIMIENTO GEOLÓGICO DEL TERRITORIO COLOMBIANO 2013 - 2023”** para el Servicio Geológico Colombiano SGC, en donde llama la atención el contenido de las páginas 7 a 11 (“1.1 Diagnóstico / Donde estamos” - “Dónde debemos estar”), para lo cual se hacen referencias pertinentes al tema del conocimiento geocientífico del país, así mismo se hace la acotación respecto a que el hoy Servicio Geológico Colombiano “SGC”, que es una institución creada en 1939 ha funcionado desde entonces ininterrumpidamente con diferentes denominaciones, pero todas ellas enfocadas al conocimiento geológico del territorio nacional.

“...En este contexto, el Ministerio de Minas y Energía delego al SGC la generación del conocimiento geológico del territorio nacional, con el objetivo de desarrollar modelos geológicos de la corteza terrestre y de la evolución geológica y el manto en el territorio Colombiano. Tales modelos han de ser verificables y útiles para la planificación y el desarrollo del país, a partir de datos recopilados mediante tecnologías de vanguardia en la investigación.

...Desde su fundación, el SGC ha levantado la cartografía geológica a diversas escalas, con un cubrimiento actual del 52 % del país, aproximadamente. Sin embargo, no toda esa área cumple con los estándares de esta escala de trabajo (esc. 1:100.000) y tiene vacíos de información geológica que obligan a hacer planes de revisión y complementación; también se requiere mejorar la información de las áreas estratégicas del Estado.

...Sin embargo, la cartografía geológica básica no ha contado en las últimas dos décadas con grupos de apoyo bien establecidos en geología estructural, estratigrafía, paleontología y petrografía de rocas ígneas y metamórficas.

...Las investigaciones sobre aguas subterráneas se iniciaron en la década de los años cincuenta. En 1977, Ingeominas publicó el primer Mapa hidrogeológico a nivel nacional a escala 1:3.000.000 y en el 1994, el Departamento Nacional de Planeación publicó el Mapa Hidrogeológico General de Colombia, en planchas 1:500.000. En 1989, Ingeominas elaboró el Mapa Hidrogeológico de Colombia a escala 1: 2.500.000, y siete años después inició la elaboración del Atlas de Aguas Subterráneas de Colombia (escala 1:500.000), el cual tiene un cubrimiento aproximado del 30 % del territorio nacional, correspondiente a ocho de las 26 planchas a escala 1:500.000, según la nomenclatura del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC).

...La tectónica, la neotectónica y la tectónica activa han sido tradicionalmente disciplinas poco cultivadas en el país. La cartografía se ha limitado a definir planos de ruptura y límites de unidades pero en la gran mayoría de los casos se desconoce la evolución de las fallas con todas las implicaciones que el tema trae.

“Dónde debemos estar”

La actividad básica para lograr esos objetivos es la cartografía geológica básica, la cual se debe complementar con investigaciones geológicas, estructurales, tectónicas, geofísicas y geoquímicas que permitan estudiar la composición, estructura y evolución del subsuelo del territorio nacional, incluidas las plataformas continentales. La cartografía geológica básica adopta en todos los países un enfoque lo más amplio posible a escalas que inicialmente oscilan entre 1:250.000 y 1:100.000 y la evolución normal tiende a que la escala vaya aumentando. El paso siguiente en los proyectos de cartografía geológica básica colombiana consiste en que se inicie el trabajo a escala 1:50.000.

En Aguas Subterráneas se busca avanzar en la formulación de modelos hidrogeológicos conceptuales, en la cartografía hidrogeológica regional, la perforación y construcción de pozos exploratorios y el sistema de información del agua subterránea. Para lograrlo habrá que superar obstáculos como la falta de talento humano, de recursos financieros, de capacidad operativa, de gestión social en las zonas estudiadas o la ocurrencia de problemas de orden social que afecten el normal desarrollo de los estudios.

El mapa tectónico de Colombia ha de tener varias líneas de investigación, definidas por los usuarios hacia los cuales está orientado. Los mapas Tectónico, de Tectónica Activa y del Cuaternario de Colombia son necesidades apremiantes del país. Requieren grandes esfuerzos en formación de científicos calificados; actualmente el SGC solo cuenta con unos pocos.

De los anteriores apartes, tanto del diagnóstico de la entidad (SGC) así como hacia dónde quiere llegar, es posible observar los temas geológicos que le causan preocupación a esta entidad. Así mismo el contenido del plan estratégico del SGC refuerza la visión y posición de la Función de Advertencia del 2012 de la CGR, relacionada con las debilidades y falencias del conocimiento geológico del territorio nacional en cuanto al tema de aguas subterráneas y tectónica situación que aplica para la fase de explotación del fracking, en este sentido para la CGR se confirma que no están desarrollados de forma previa en escala adecuada, con el cubrimiento requerido y debidamente actualizados los estudios base previos y requeridos para la explotación de los YHNC.

De lo expuesto en el documento del SGC 2013, se observan las falencias y debilidades de la información existente a la fecha, que no permite afirmar que el conocimiento geológico del país sea confiable para las autoridades ambiental y de hidrocarburos a efecto de establecer de una parte las medidas de manejo apropiadas a los procesos de explotación de los YHNC, y de otra, el establecimiento de los planes de contingencia ajustados y acordes a los riesgos particulares de los procesos, los insumos o compuestos químicos involucrados y sus efectos directos y predecibles sobre el medio, los recursos naturales y la salud.

En cuanto a la RED SISMOLÓGICA NACIONAL DE COLOMBIA “RSNC” es necesario aclarar que la misma no relaciona sismicidad con tectónismo local o regional, su mayor servicio está enfocado a los estudios regionales de amenaza sísmica, es por esto que se deben efectuar estudios de detalle para precisar trazos de fallas regionales y las condiciones base de sismicidad de los bloques susceptibles de exploración y explotación por métodos no convencionales como en el caso del fracking.

Un ejemplo de la posición de la CGR frente al tema lo constituye la reciente situación asociada a la sismicidad atípica del proyecto STAR en Puerto Gaitán – Meta, en donde con posterioridad al inicio el proyecto piloto y en el área de influencia del mismo se han presentado más de 650 sismos al interior de los bloques Quifa, Piriri y Rubiales en una zona sin actividad sísmica superficial (0 a 30 kilómetros), la cual se comenzó a presentar de manera inusual luego del inicio del proyecto piloto STAR. A la fecha se ha contratado un estudio de seguimiento sísmico de detalle, el cual no ha presentado su resultado definitivo. En este punto es de anotar que los rangos de control de profundidad de la red sismológica nacional son muy amplios frente a las profundidades exploratorias para YHNC, el primer rango corresponde a los sismos relativamente superficiales cuyo foco se localiza entre 0 y 30 kilómetros de profundidad, el segundo rango entre 30 y 70 kilómetros, con lo cual no es posible usar directamente los datos de la RSNC para el caso de los sismos inducidos por este método de producción, ya que los pozos del caso no estarían en promedio a menos de 15 mil pies de profundidad (más o menos cinco kilómetros de profundidad).

El Ministerio en su respuesta informa que los operadores de los proyectos de explotación de YHNC son los responsables de monitorear la sismicidad inducida por los proyectos, lo cual implica un eventual riesgo moral sobre la información, ya que en este caso los operadores pueden traspasar con facilidad el límite de juez y parte interesada en el asunto.

En su respuesta el Ministerio de Minas no aborda situaciones estructurales de primer orden relacionada con el reforzamiento de las unidades técnicas encargadas para el seguimiento, control y monitoreo de los proyectos de explotación de YHNC para todas las entidades involucradas en este asunto.

La CGR considera que dentro de las funciones que tiene el SGC no está la administración de redes de monitoreo para proyectos de empresas privadas, si bien esto permitiría la obtención de conocimiento, no es claro la administración que realizaría el SGC a la red o redes de monitoreo sismológico de los operadores petroleros, en especial si dicha administración incluye su mantenimiento, vigilancia y control por parte de funcionarios del SGC.

Por lo antes expuesto la CGR mantiene el Hallazgo con presunta incidencia disciplinaria H3D3

9. CONCLUSIONES

9.1 Se enuncia como avance generado por la Función de Advertencia, la expedición de normas y los ajuste de los actos administrativos del MME y de la ANH, y del borrador de los términos de referencia de EIA por parte del MADS, como se evidencia en la Tabla 3, por las fechas de las modificaciones o ajustes realizadas con posterioridad a la función de advertencia (septiembre de 2012).

Tabla 3. Listado de actos administrativos emitidos por las entidades objeto de control relacionados con la actividad regulatoria de la exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales, emitidas antes y después de la función de advertencia de la CGR.

Fecha	Entidad Origen	Entidad Destino	Tipo de documento	Descripción
04/05/2012	ANH	Empresas operadoras de Hidrocarburos	Acuerdo No. 4	Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente, y se fijan reglas para la gestión y el seguimiento de los respectivos contratos.
16/05/2012	MME	Empresas operadoras de Hidrocarburos	Resolución 180742	Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
07/09/2012	CGR-DMA	MADS MME ANLA ANH	Oficio 2012EE0060874	Función de advertencia. Principio de precaución y desarrollo sostenible, posibles riesgos hidrocarburos no convencionales
26/12/2013	MME	Empresas operadoras de hidrocarburos	Decreto 3004	Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales
26/03/2014	ANH	Empresas operadoras de hidrocarburos	Acuerdo No. 3	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 <i>Yacimientos No Convencionales</i> , y se dictan disposiciones complementarias.
20/03/2014	MADS	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución No. 0421	Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos e perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.
27/03/2014	MME	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución 90341	Por la cual se deroga la Resolución 180742 de mayo de 2012, y, Por la cual se establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
02/05/2014	ANH	Empresas operadoras de hidrocarburos	Resolución 390 del 2014	Por la cual se modifica la Resolución No. 187 del 19 de febrero de 2014, de asignación de bloques a la ronda 2014.

Elaboró: CGR-CDMA.

9.2 Sin embargo y sin desconocer lo actuado, las entidades no acogieron el principio de precaución enunciado en la Función de Advertencia CGR de 2012, dado que iniciaron un proceso de *gestión del conocimiento* que consistió en talleres, visitas de campo a campos productores en USA y Canadá, y contratación de asesores internacionales, que conllevaron a la formulación y establecimiento de los términos de referencia técnicos por parte del MME (Resolución No. 90341 del 27 de marzo de 2014) y ambientales por parte del MADS (Resolución No. 0421 del 20 de marzo de 2014), no se tiene a la fecha lo relacionado a los términos de referencia para la fase de explotación. Una vez evaluados las norma expedidas, la CGR considera a partir de los análisis y documentos remitidos por las Entidades observadas, que dichos actos administrativos presentan deficiencias y abordan la generación de línea base en aspectos como hidrogeología y sismotectónica de forma muy general y a escalas que no son las adecuadas por ser escalas regionales con información no generada ni levantada para el tema de fracking, situación que implica riesgos técnicos y ambientales a la hora de realizar un control riguroso a los riesgos y efectos potenciales derivados de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales mediante la utilización del fracking.

9.3 De lo observado, el programa de *gestión del conocimiento* presenta insuficiencias en la generación del conocimiento local y específico para la fase de explotación y de soporte para la ronda 2014, y aunque se hayan planteado convenios con el SGC y Colciencias para propender en ello, aún no se han obtenido los productos de hidrogeología y cartografía sismotectónica en el valle medio del Magdalena (mayor área prospectiva para HYNC) y de línea base sismológica, por un lado y por el otro la identificación y caracterización de acuíferos estratégicos en el marco de una zonificación ambiental previa de superficie y del subsuelo.
