

INFORME SOBRE EFECTOS AMBIENTALES (BIÓTICOS, FÍSICOS Y SOCIALES) Y ECONÓMICOS DE LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN ÁREAS CON POSIBLE DESPLIEGUE DE TÉCNICAS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DE ROCA GENERADORA MEDIANTE PERFORACIÓN HORIZONTAL

COMISIÓN INTERDISCIPLINARIA INDEPENDIENTE

Miguel Gonzalo Andrade Correa	Zoólogo, MSc.
Leonardo David Donado Garzón	Ingeniero Civil, MIRH, DEA, Dr.Ing.
John Fernando Escobar Martínez	Ingeniero de Petróleos, Esp., MSc., Dr.Ing.
Mario García González	Geólogo, MSc., PhD
Manuel Ramiro Muñoz	Filósofo, Mg, PhD
David Neslin	Abogado, BA., JD
Osmel Manzano	Economista, PhD.
Diego Andrés Rosselli Cock	Médico Neurólogo, MD, EdM, MSc.
Juan Pablo Ruiz Soto	Economista, M., MSc.
Natalia Salazar Ferro	Economista, MA
Carlos Alberto Vargas Jiménez	Geólogo, MSc., MEng., Dr.Ing.
David Yoxtheimer	Geólogo, BSc., PG
José Armando Zamora Reyes	Ingeniero Mecánico, SM, Nuc.Eng., MBA

Bogotá, D. C., abril de 2019

PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a las personas, instituciones y grupos de interés que participaron en las investigaciones realizadas, y que de una forma u otra apoyaron y facilitaron la realización de este informe.

En particular, queremos agradecer a los representantes de las comunidades residentes en las áreas con potencial de desarrollo de yacimientos de hidrocarburos en roca generadora por su disposición desinteresada a compartir sus preocupaciones, sus frustraciones y sus justas aspiraciones, a las organizaciones y a los individuos que aportaron sus conocimientos y sus puntos de vista sobre un tema de gran relevancia nacional, y a los funcionarios de los ministerios de Ambiente y de Minas y Energía que brindaron su apoyo logístico y administrativo que permitió que nuestros desplazamientos y nuestro trabajo se realizaran de la mejor manera.

Muy especialmente queremos expresar nuestro reconocimiento a la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, de la que dos de los integrantes de la comisión son miembros y en cuya sede deliberamos, por habernos brindado generosamente su hospitalidad, permitiéndonos hacer uso de sus instalaciones y tecnología, y sobre todo por habernos cobijado e inspirado con el espíritu que la enaltece, en un ambiente de tolerancia académica, apertura a las diferencias de opinión y diálogo constructivo en la riqueza del conocimiento.

ADVERTENCIA

El contenido de este informe incluye términos cuyo significado atañe a su área de especialización y a su contexto temático. La utilización de estos términos no implica, por tanto, un entendimiento de estos en su sentido legal ni recomendaciones de tipo jurídico, ni interpretaciones o recomendaciones sobre la jurisprudencia aplicable a, entre otras, las actividades de investigación, de mejora del conocimiento, de mejoras en la administración pública y del relacionamiento con las comunidades que se proponen en el marco de la exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Este estudio interdisciplinario abocó asuntos geopolíticos internacionales, macroeconómicos, ambientales, técnicos, sociales e institucionales sobre la industria de los hidrocarburos. El estudio sin embargo no incluyó aspectos jurídicos, ni un análisis especializado de la jurisprudencia aplicable a la exploración ni a la producción de hidrocarburos, por lo que sus conclusiones no pretenden interpretar y menos ignorar o contradecir al ordenamiento jurídico colombiano, incluyendo la jurisprudencia aplicable, así como tampoco incluye recomendaciones específicas de tipo jurídico.

Cualquier asunto tratado en este informe que inadvertidamente pudiese ser interpretado como contrario a la ley o la jurisprudencia aplicable, debe interpretarse en concordancia con estas últimas. No obstante, si se encuentra que la eventual implementación de alguna recomendación requiere un cambio legal o reglamentario y el gobierno decide acogerla, pueda ser necesario promover un cambio en la legislación o en la reglamentación aplicable.

ABREVIATURAS

ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
CDPHE	Colorado Department of Public Health and Environment (Departamento de Salud Pública y Ambiente de Colorado)
COGCC	Colorado Oil and Gas Conservation Commission
CONAS	Consejo Nacional de Aguas Subterráneas
ENA	Estudio Nacional de Agua
EPA	Environmental Protection Agency (Agencia de Protección Ambiental de EE. UU.)
EPOC	Enfermedad Pulmonar Obstructiva Crónica
FH / FHPH	Fracturamiento Hidráulico Multietapa / con Perforación Horizontal
<i>fracking</i>	Palabra usada para designar genéricamente al fracturamiento hidráulico
GNC	Gas Natural Comprimido
GMAC	Gas Metano Asociado al Carbón
ICANH	Instituto Colombiano de Antropología e Historia
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
INS	Instituto Nacional de Salud
IAVH	Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander von Humboldt
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MFMP	Marco Fiscal de Mediano Plazo
MME	Ministerio de Minas y Energía
PNASUB	Plan Nacional de Aguas Subterráneas
OCAD	Órganos Colegiados de Administración y Decisión
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OPECST	Oficina Parlamentaria de Evaluación de Opciones Científicas y Tecnológicas
PBC	Planes de Beneficios para las Comunidades
PPII	Proyecto Piloto de Investigación Integral, entendido como proyecto exploratorio de investigación, controlado, transparente y con verificación independiente
SECOP	Sistema Electrónico de Contratación Pública
SGC	Servicio Geológico Colombiano
SGR	Sistema General de Regalías
USGS	United States Geological Survey (Servicio Geológico de EE. UU.)
YNC	Yacimiento(s) No Convencional(es)
YRG	Yacimiento en Roca Generadora

PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO

CONTENIDO

	Pág.
1	ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA.....13
1.1	ANTECEDENTES 13
1.2	OBJETIVOS..... 14
1.3	ALCANCE 14
1.4	METODOLOGÍA 16
1.5	AUTONOMÍA E INDEPENDENCIA DE LA COMISIÓN 16
2	RESULTADO DE LOS ENCUENTROS18
3	PARTICIPACIÓN CIUDADANA Y LICENCIA SOCIAL.....22
3.1	LICENCIA SOCIAL 22
3.2	PARTICIPACIÓN CIUDADANA 24
3.3	CONSTRUCCIÓN DE VISIÓN DE TERRITORIO SOSTENIBLE 25
3.4	DIÁLOGO TERRITORIAL Y PARTICIPACIÓN EFECTIVA EN LOS BENEFICIOS 26
3.5	FORTALECIMIENTO DE LA CAPACIDAD DE LA VEEDURÍA Y LA AUDITORÍA SOCIALES 27
4	ENTORNO GEOLÓGICO28
4.1	YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA EN COLOMBIA..... 28
4.2	PASIVOS E IMPACTOS AMBIENTALES NO RESUELTOS..... 32
5	ECOSISTEMAS Y BIODIVERSIDAD34
5.1	DEL DESARROLLO SOSTENIBLE A LOS TERRITORIOS SOSTENIBLES 36
5.2	RECOMENDACIONES..... 37
6	CONTAMINACIÓN DE AGUA Y ATMÓSFERA39
6.1	CONOCIMIENTO HIDROGEOLÓGICO 41
6.1.1	Conocimiento general en Colombia41

6.1.2	Conocimiento de la hidrogeología regional.....	43
6.2	FLUIDOS DE RETORNO Y DE FORMACIÓN	43
6.3	COMPROMISO ESTRUCTURAL DE REVESTIMIENTOS Y CEMENTACIONES	44
6.4	COMPROMISO ESTRUCTURAL DE FORMACIONES SUPERFICIALES Y ACUÍFEROS	44
6.5	CONTAMINACIÓN DEL AIRE.....	45
7	ACTIVIDAD SÍSMICA Y SISMICIDAD INDUCIDA.....	47
7.1	ACTIVIDAD SÍSMICA EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	47
7.2	SISMICIDAD INDUCIDA Y CONFINAMIENTO SUBTERRÁNEO DE FLUIDOS.....	48
7.3	RECOMENDACIÓN PARA MEJORAR LA REGLAMENTACIÓN	51
8	SALUD PÚBLICA.....	53
8.1	METODOLOGÍA	54
8.2	RESULTADOS DE LA REVISIÓN DE LA LITERATURA CIENTÍFICA.....	54
8.3	RECOMENDACIONES PARA CONTROL DE SALUD PÚBLICA	57
8.3.1	Estadísticas de base.....	57
8.3.2	Distancias mínimas.....	57
9	CAPACIDAD INSTITUCIONAL	59
9.1	LEGISLACIÓN E INSTITUCIONES AMBIENTALES	59
9.2	TRANSPARENCIA	60
9.3	NECESIDAD DE FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL	61
9.4	INSTITUCIONALIDAD REGIONAL	64
10	APROXIMACIÓN AL POTENCIAL ECONÓMICO.....	66
10.1	CONSIDERACIONES GENERALES	66
10.2	POTENCIAL ECONÓMICO DE LOS YACIMIENTOS DE ROCA GENERADORA....	68
10.3	IMPACTO EN LAS FINANZAS PÚBLICAS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS ..	70

10.3.1	La importancia del petróleo en los ingresos del gobierno central y los gobiernos subnacionales.....	70
10.3.2	El impacto del choque petrolero en las finanzas públicas y la necesidad de ajuste .	72
10.3.3	Estimaciones preliminares del impacto fiscal del desarrollo de yacimientos no convencionales en las finanzas públicas.....	73
10.4	IMPACTO EN LAS CUENTAS EXTERNAS.....	74
10.4.1	Importancia del sector petrolero en las cuentas externas	74
10.4.2	Impacto del choque petrolero en las cuentas externas	74
10.4.3	Impactos estimados de la eventual explotación de YRG en las cuentas externas....	74
10.5	IMPACTO SOBRE EL CRECIMIENTO Y EL EMPLEO	75
10.5.1	Participación del sector de hidrocarburos en el PIB, la inversión y el empleo	75
10.5.2	Impacto estimado del <i>fracking</i> sobre el PIB y el empleo.....	77
10.5.3	Impacto del sector de hidrocarburos en el desarrollo regional.....	77
10.6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
11	ENTORNO GLOBAL	84
12	EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	86
12.1	CALIFORNIA	88
12.2	COLORADO	89
12.3	PENSILVANIA	91
12.4	INGLATERRA	93
12.5	POLONIA.....	95
12.6	LECCIONES PARA COLOMBIA.....	96
13	RECOMENDACIONES PARA VIABILIZAR LA EXPLORACIÓN	98
13.1	PROYECTO(S) PILOTO DE INVESTIGACIÓN INTEGRAL (PPII).....	98
13.2	PARA OBTENER LA “LICENCIA SOCIAL”	99

13.3	PROTEGER LA BIODIVERSIDAD.....	99
13.4	TRANSPARENCIA Y PROVISIÓN DE INFORMACIÓN.....	100
13.5	LÍNEAS DE BASE AMBIENTALES Y SOCIALES	102
13.6	ANÁLISIS Y GESTIÓN DE RIESGOS.....	103
13.7	FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL	104
13.8	MEJORAMIENTO DE LAS CAPACIDADES REGIONALES Y LOCALES.....	105
13.9	PARTICIPACIÓN EN LAS DECISIONES Y EN LOS BENEFICIOS	106
13.10	INSPECCIÓN, VIGILANCIA Y CONTROL	107
13.11	SÍNTESIS.....	108
14	PROYECTO(S) PILOTO INTEGRAL(ES) DE INVESTIGACIÓN (PPII).....	109
14.1	CONDICIONES PREVIAS - ETAPA 1.....	110
14.2	ACCIONES CONCOMITANTES CON LOS PPII - ETAPA 2	111
14.3	POSIBLE TRÁNSITO A LA PRODUCCIÓN COMERCIAL OBSERVANDO EL PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN - etapa 3.....	113
15	PACTO DE ESTADO POR LA SOSTENIBILIDAD	115
16	PARADOJA Y REFLEXIÓN FINAL	116
17	EPÍLOGO.....	118
	REFERENCIAS	119
	ANEXO A. Parámetro <i>b</i>.	131
	ANEXO B: Metodología de revisión de la literatura científica sobre los efectos del <i>fracking</i> en la salud humana	137
	ANEXO C: Experiencias internacionales: prohibiciones, moratorias, restricciones y su entorno económico y social	139
	ANEXO ESPECIAL: Aspectos sociales, ambientales e institucionales.....	153

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1	Corte geológico del sinclinal de Nuevo Mundo en el VMM. Nótese la presencia de la formación La Luna a una profundidad superior a los 12.000 pies (4 km), sin interferir con acuíferos superficiales.....30
Figura 2	Mapa estructural del VMM. Se localizan sus principales estructuras sinclinales y las fallas inversas.....31
Figura 3.	Amenazas al agua durante las actividades de producción de hidrocarburos en sitios en donde se utiliza la técnica del fracturamiento hidráulico (Adaptado de EPA, 2016).....40
Figura A-1	Ejemplo de relación Richter-Gutenberg ($\log_{10}N = a - bM$). La proyección de la línea con pendiente b permite inferir la máxima magnitud esperada en la región. Tomado de Shearer (2009)..... 131
Figura A-2	Distribución frecuencia-magnitud para micro sismicidad natural detectada a lo largo de una falla (izquierda) y como producto de una estimulación hidráulica (derecha). Los valores del parámetro b permiten diferenciar ambos procesos. Tomado de Wessels <i>et al.</i> (2011)..... 132
Figura A-3	Estimación del parámetro “ b ” para cuatro profundidades correspondientes a la corteza superior, una zona donde la sismicidad natural se presenta en condiciones frágiles de baja temperatura. Las estrellas denotan la ubicación de cabeceras municipales cercanas a posibles proyectos de YRG. La línea roja representa el perfil presentado en la Figura A -3..... 133
Figura A-4	Perfil con orientación SW-NE que representa la distribución espacial del parámetro b (perfil superior), incertidumbre asociada (perfil medio) y magnitud de completitud (M_c) del catálogo utilizado (perfil inferior). La estrella gris en el perfil superior ubica aproximadamente la cabecera municipal de Cimitarra, la negra, Barrancabermeja y la blanca, Aguachica. Los perfiles indican mayor probabilidad de ocurrencia de eventos sísmicos de menor magnitud hacia el sur de Barrancabermeja. La distribución de M_c sugiere que la Red Sismológica Nacional operada por el SGC tiene más sensibilidad hacia el sector sur. Las distribuciones frecuencia-magnitud de la parte inferior de la Figura detonan los mejores ajustes que definen el parámetro b , así como la posible máxima recurrencia anual para los dos extremos del perfil. 134
Figura A-5	Mapa de profundidad del basamento cristalino (isolíneas en colores) para el sector norte de la cuenca del VMM (línea gruesa gris; ANH, 2012). El mapa tiene superpuestos de manera

aproximada los polígonos de las áreas municipales de Aguachica, Río de Oro, San Martín, Puerto Wilches, Barrancabermeja y Cimitarra (líneas negras), así como los bloques de YRG (líneas azules) propuestos por la ANH. 135

Figura B-1 Proceso de selección de artículos. 137

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1	Comparación de los cálculos de reservas de YRG en el Valle del Magdalena Medio (MMMBPE).29
Tabla 2	Comparación de las principales características de los YRG de Estados Unidos (Eagle Ford, Woodford, Bakken, Marcellus), Argentina (Vaca Muerta) y Colombia (La Luna y Tablazo)...30

PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO

1 ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA

1.1 ANTECEDENTES

El gobierno nacional enfrentó el reto de aprovechar el potencial geológico del subsuelo con el objetivo de aumentar las reservas de petróleo y gas para extender el horizonte de autosuficiencia energética, mejorar las perspectivas de la economía nacional y asegurar los ingresos fiscales proyectados en el Plan Nacional de Desarrollo. Busca así reducir la pobreza y contribuir a una transición energética ordenada hacia una matriz limpia, diversa y robusta.

Los estudios de prospectividad geológica de las cuencas sedimentarias del país indican un potencial importante en yacimientos no convencionales (YNC) que, de ser confirmado, podría aumentar significativamente las reservas de hidrocarburos.

El gobierno considera necesario conocer los riesgos que representa la exploración de YRG y las posibilidades de realizarla de forma segura, responsable y sostenible para las comunidades y el medio ambiente.

Por la naturaleza novedosa para el país de esta técnica, se requiere un marco regulatorio que garantice la seguridad de las operaciones y que atienda a las necesidades y deseos de las comunidades, así como los requerimientos de las autoridades locales y ambientales.

La utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal (FHPH) —denominada *fracking*—, desarrollada recientemente para extraer los recursos, es objeto de oposición por parte de grupos de interés; además, ha generado preocupaciones dentro de las comunidades cercanas a las áreas con potencial de extracción.

Por lo anterior, el gobierno nacional decidió convocar a un grupo interdisciplinario de académicos y expertos en varias áreas relevantes del conocimiento para que realice consultas con las comunidades que habitan los suelos donde se tiene previsto iniciar las actividades de exploración, con el objeto de conocer sus preocupaciones y, posteriormente, rendir un informe con sus opiniones, resultados de una revisión de experiencias y posibles mejoras en las prácticas mencionadas; además, quedarán registradas sus recomendaciones, acordes con las realidades geocientíficas, sociales y económicas del país.

Las opiniones y las recomendaciones del grupo serán tenidas en cuenta por el gobierno nacional para tomar decisiones políticas referidas al aprovechamiento del potencial geológico de recursos no convencionales.

Este informe recoge las principales conclusiones y recomendaciones de la Comisión Interdisciplinaria de Especialistas, cuyos integrantes escucharon las preocupaciones de las comunidades de los territorios que tienen proyectos de exploración y de grupos de interés que se oponen al desarrollo de los YRG.

Los proyectos de exploración son complejos y comprenden muchas técnicas diferentes. La mayoría de los métodos utilizados en la exploración de YRG son idénticos o muy similares a los convencionales y, por lo tanto, no se analizaron en la Comisión.

1.2 OBJETIVOS

El trabajo realizado tuvo como punto de partida las inquietudes, preocupaciones y necesidades de las comunidades respecto al desarrollo de YRG en su territorio. Esto se hizo con el fin de revisar la naturaleza objetiva de los asuntos identificados y explorar las mejores prácticas internacionales para gestionar los riesgos.

La revisión del marco regulatorio y de las mejores prácticas internacionales de la industria tuvo por objeto identificar soluciones probadas para la gestión efectiva de los riesgos asociados con la exploración de YRG, revisando la evidencia científica relevante.

Se evaluaron las medidas regulatorias técnicas y ambientales utilizadas en otros países para gestionar y mitigar los riesgos identificados en la etapa de exploración.

Igualmente, se realizó un análisis y un diagnóstico de las capacidades institucionales de las entidades ambientales y técnicas responsables en la fase de exploración de YRG, con el fin de elaborar recomendaciones pertinentes que permitan garantizar el cumplimiento de la normatividad.

1.3 ALCANCE

El trabajo realizado por la Comisión abordó exclusivamente los asuntos relativos a la etapa de exploración que surgieron de las mesas regionales con comunidades y grupos de interés. No se estudiaron a fondo los asuntos relacionados con la etapa de explotación, aunque en algunos casos se hizo referencia a ellos por su relevancia para la etapa de exploración; también mencionaron asuntos que, sin haber surgido de las mesas regionales, se consideraron relevantes para entender el contexto del informe.

En las mesas regionales se registraron las preocupaciones expresadas por las comunidades y los grupos de interés en asuntos ambientales, geológicos y sociales para identificar los principales riesgos asociados a la exploración de YRG. No fue objeto del estudio identificar ni analizar los riesgos asociados a la etapa de desarrollo, montaje o explotación (producción), ni tampoco las etapas posteriores a la finalización de las operaciones.

El trabajo se enfocó exclusivamente en los aspectos relacionados con la nueva técnica de extracción de hidrocarburos desarrollada en Estados Unidos, FHPH, para extracción de hidrocarburos en YRG, pues es esta técnica la que ha generado polémica por sus aspectos novedosos en relación con las técnicas tradicionales, y es este el tipo de yacimientos el que se pretende explorar en los contratos y en las zonas objeto de la consulta.

El FHPH utiliza altos volúmenes de agua con aditivos para sostener el flujo de los hidrocarburos posterior a la fractura de las rocas que los contienen, y ha generado preocupación por la posible filtración de gases y por la contaminación del agua para uso humano y agrícola y del aire alrededor de las operaciones, además de otros efectos relacionados con la intensidad de las operaciones y el influjo y tráfico de equipos, insumos y personas, entre otros. El efecto en la sismicidad de las zonas circundantes también ha sido objeto de preocupación.

En consecuencia, no se examinaron las técnicas de extracción de hidrocarburos de otros tipos de yacimientos no convencionales, como los que se encuentran en rocas calizas o arenas concisas (o apretadas), ni las relativas al gas metano asociado a yacimientos de carbón (GMAC). La extracción de hidrocarburos de estos tipos de yacimientos involucra fracturamiento hidráulico tradicional (o convencional), el cual ha sido utilizado por la industria por más de medio siglo y no es el que ha generado la polémica presentada recientemente.

Con base en prácticas internacionales, por cuanto en el país no ha habido experiencias con estas actividades, se determinó la naturaleza de los principales riesgos asociados a la actividad de exploración de YRG, incluyendo los de contaminación de acuíferos y aguas en superficie, sismicidad y contaminación del aire, y se investigaron los métodos de gestión y de mitigación utilizados.

En algunos casos no se encontraron referencias aplicables a la etapa de exploración, por lo que se revisaron los aspectos relevantes de la etapa de producción que pueden ser aplicables a la etapa de exploración.

En consecuencia, aunque no está dentro del alcance de este informe, se hizo en algunos casos referencia a los riesgos de la etapa de explotación, con el fin de hacer

recomendaciones para ser ejecutadas durante la etapa de exploración y que puedan tener pertinencia en caso de darse el paso a la producción.

Así, se proponen ajustes generales al marco regulatorio técnico y ambiental para subsanar los vacíos relevantes identificados para la etapa de exploración, sin entrar en mayores detalles sobre la formulación técnica que, consideramos, superan el alcance de este informe.

Más allá de la revisión macroeconómica de los estudios sobre el potencial de YRG, se examinaron algunos aspectos del impacto económico y fiscal en las regiones productoras, y se hacen recomendaciones para mejorar la gestión institucional en el ámbito local.

1.4 METODOLOGÍA

El trabajo realizado se estructuró en las siguientes tres líneas que se abordaron simultáneamente durante noviembre y diciembre de 2018 y enero de 2019:

- 1) *Mesas regionales*, en las cuales la Comisión escuchó las preocupaciones de las comunidades y los grupos de interés con respecto a los efectos del posible desarrollo de YRG en sus territorios. Estos encuentros se efectuaron en las cabeceras municipales de San Martín (Cesar), y Puerto Wilches y Barrancabermeja (Santander).
- 2) *Revisión de la normatividad actual* a la luz de las mejores prácticas de la industria, incluido el marco regulatorio técnico y ambiental aplicable a la etapa de exploración de YRG. Se identificaron los principales riesgos y los posibles mecanismos de gestión y mitigación con base en la experiencia internacional; igualmente, se analizó la capacidad institucional de las entidades ambientales y técnicas involucradas en la fase de exploración de los YRG (ANH y ANLA) para garantizar el cumplimiento de la normativa técnica y ambiental.
- 3) *Análisis de la seguridad petrolera nacional*, mediante cálculos estimativos realizados y otros ya disponibles de potencial de reservas de hidrocarburos, incluyendo las perspectivas del aporte de los YRG, los multiplicadores económicos y su contribución fiscal.

1.5 AUTONOMÍA E INDEPENDENCIA DE LA COMISIÓN

La Comisión fue investida con autonomía para organizarse internamente y para estructurar sus métodos de trabajo, discusión y construcción del informe, por lo que los detalles del proceso no se hacen públicos. Los miembros contribuyeron según sus áreas de

especialidad y conocimiento. Sin embargo, el texto final es de construcción colectiva, por lo que todas las conclusiones y recomendaciones son producto de consenso y ninguna de ellas debe ser atribuida a un individuo en particular.

La Comisión contó con apoyo de una secretaría técnica coordinada por la Fundación Panamericana para el Desarrollo (FUPAD), para asuntos administrativos y logísticos y para enlace con instituciones del Estado y con entidades externas y particulares que apoyaron o participaron en las actividades realizadas. Esta secretaría técnica no intervino en las discusiones ni en las decisiones de la Comisión, ni en la redacción de este informe.

Las actuaciones de la Comisión Interdisciplinaria Independiente se basan en el acuerdo de los conceptos pluralidad, método y limitaciones:

- **Pluralidad:** La Comisión está compuesta de pares académicos, llamados por tener conocimiento disciplinar y experiencia profesional específica. La participación de miembros con experiencia en el sector de hidrocarburos, gestión socioambiental, estudios sismológicos, hidrogeología, salud y economía es de gran valor en términos de la diversidad y la pluralidad que el grupo debió desplegar para una evaluación holística de la problemática en mención. Una comisión plural es garantía de independencia frente a cualquier sesgo, análisis o lectura unidimensional del *fracking*.
- **Método:** El rigor del diálogo interdisciplinar sobre las mejores prácticas internacionales, las oportunidades y los riesgos del *fracking*, más el contraste con el contexto particular del Valle Medio del Magdalena (geocientífico, social, económico, salud humana, biótico, etc.) fue la guía a las conclusiones y recomendaciones de este informe.
- **Limitaciones:** La Comisión no fue conformada para dar una respuesta afirmativa al gobierno. En otras palabras, no reemplaza al Estado en general ni al gobierno en particular en su responsabilidad de tomar decisiones políticas correspondientes, en un tema tan importante para el país. La Comisión fue llamada para aportar información cualificada, con elementos académicos, científicos y de contexto para apoyar la toma de decisiones de manera más ilustrada e informada.

2 RESULTADO DE LOS ENCUENTROS

Con el objeto de conocer las preocupaciones de las comunidades de las áreas de influencia sobre la posibilidad de explorar YRG, se llevaron a cabo las siguientes reuniones con diferentes actores locales:

- 10 de noviembre de 2018, en San Martín, Cesar: con voceros y delegados de la Alcaldía de San Martín, el Concejo de San Martín, Cordatec, presidentes de juntas de acción comunal, la Asociación de Desempleados y empresarios.
- 11 de noviembre de 2018 en Puerto Wilches, Santander: con voceros y delegados del Concejo Municipal, Asojuntas, juntas de acción comunal, asociaciones de palma de aceite y una asociación de pescadores.
- 17 de noviembre de 2018 en Barrancabermeja, Santander: con voceros y delegados de la Alcaldía de Barrancabermeja, del Programa de Paz y Desarrollo del Magdalena Medio, de la Mesa Social por la Defensa de Barrancabermeja y la Región del Magdalena Medio, líderes regionales y un exconcejel.

Adicionalmente, se sostuvieron reuniones en Bogotá con grupos de interés y expertos:

- 19 de noviembre de 2018: miembros del Foro Nacional Ambiental, la Alianza Colombia Libre de *Fracking* y la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales.
- 12 de diciembre de 2018: reunión con Manuel Rodríguez (presidente del Foro Ambiental Nacional), el Comité Gremial Petrolero y las empresas que tienen bloques asignados para esta actividad en Colombia.
- 11 de enero de 2019: Orlando Cabrales, presidente de Naturgas, y Ana Cristina Sánchez, experta en regulación; delegados y gobernadores de Atlántico, Santander, Magdalena y Cesar, y el director de la seccional Atlántico-Magdalena de la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI).

Las reuniones en los municipios de San Martín (Cesar), Puerto Wilches y Barrancabermeja (Santander) fueron atendidas por autoridades locales, por miembros de la comunidad y por organizaciones que se oponen a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos de YRG.

Varias de las exposiciones, que presentaron de forma organizada y sistemática las preocupaciones de las comunidades, fueron lideradas por representantes de

organizaciones no gubernamentales que se oponen a las actividades de fracturamiento hidráulico (FH).

Las autoridades locales que fueron entrevistadas por la Comisión expresaron posiciones variadas —a favor, en contra o neutrales—, aunque se pudo observar alguna apertura frente a la posible actividad de FH, siempre y cuando los habitantes puedan aprovechar las oportunidades que ofrezcan las operaciones, los servicios públicos se puedan mejorar sustancialmente y los riesgos o efectos negativos sean adecuadamente prevenidos, gestionados o compensados.

En los conversatorios realizados con las comunidades de las zonas de influencia de los proyectos de exploración de YRG, así como a través de las exposiciones realizadas por diversos grupos y representantes ambientales, gremiales y gubernamentales, se evidenciaron diferentes preocupaciones ante la posible implementación de técnicas de estimulación hidráulica para propósitos de exploración y explotación de hidrocarburos asociados a YRG.

En general, se percibe una comunicación altamente polarizada. Por ejemplo, las compañías de la industria de hidrocarburos se centran en los aspectos económicos positivos de los proyectos y desconocen el impacto negativo social y cultural en la vocación del territorio. Por otro lado, las comunidades *antifracking* se centran en impactos negativos, con ejemplos catastróficos sin identificar posibles mecanismos de control.

También se aprecia que las comunidades asentadas en las regiones manifiestan falta de conocimiento sobre la tecnología de exploración de yacimientos en roca generadora, pero están ampliamente informadas sobre las consecuencias no deseadas de la explotación de hidrocarburos en YRG mediante la estimulación hidráulica multietapa. Es así como se evidencia una gran confusión entre las consecuencias de la exploración y la producción de hidrocarburos, tanto de rocas almacenadoras como de generadoras, las operaciones de servicios petroleros, la gestión ambiental, el cambio climático y el *fracking* mismo.

Se aprecia persistentemente que las comunidades de base y algunos académicos han esgrimido el argumento del daño inminente sobre los acuíferos derivado de dos posibles fuentes: (1) la posible inyección de químicos muy nocivos pero desconocidos y (2) el daño estructural sobre las formaciones que contienen aguas para uso humano. Así mismo, fueron evidentes las preocupaciones sobre el abandono estatal (el Estado desconoce sus anhelos y necesidades), combinadas con cierto resentimiento y rechazo por los procesos de socialización inconsultos que se realizaron en el pasado.

A esto se suma que existe una percepción generalizada de la suficiente existencia de normas y regulaciones, sin un correcto seguimiento por parte de las autoridades ambientales tanto nacionales como regionales, así como de la autoridad técnica (ANH).

Se identifica en las comunidades del territorio una tendencia muy marcada a establecer un paralelismo entre los males que han dejado 100 años de explotación de hidrocarburos y la incredulidad arraigada de que los procesos vayan a cambiar en un mejor sentido, o que las consecuencias muten de muy negativas a muy positivas.

En general, en las regiones se evidencia desconfianza en la capacidad institucional, exacerbada por la dificultad para acceder a la información oficial, de la cual solo se dispone después de interponer derechos de petición o diferentes acciones legales que generan suspicacias innecesarias en la comunidad.

Las preocupaciones planteadas por las organizaciones opuestas a la actividad se centraron en los siguientes aspectos relacionados con el medio ambiente y a la salud humana:

- posibles afectaciones al volumen de agua disponible para consumo humano y las actividades agrícolas y pecuarias, así como los riesgos de contaminación;
- contaminación de los suelos para usos agrícolas;
- contaminación del aire por partículas provenientes del tráfico y por sustancias volátiles como el metano y otras provenientes de las actividades extractivas;
- posible generación de movimientos sísmicos con efectos destructivos;
- degradación de la biodiversidad;
- aparición de patologías epidemiológicas;
- posibles afectaciones psicosociales derivadas del aumento del tráfico de vehículos y personas, además de la inmigración indeseada

Los representantes de las autoridades locales destacaron varios efectos que pueden darse en el orden social, así como en el posible rezago en la participación de las comunidades en las oportunidades laborales y profesionales y en los beneficios económicos:

- inmigración disruptiva del orden social establecido;
- degradación social por presencia de actividades inmorales e ilícitas;
- inseguridad por irrupción de criminalidad;
- disrupción del orden económico por aumento de precios y jornales;
- marginación de la población local en el nuevo mercado laboral; y
- aumento de la desigualdad social por la presencia de funcionarios privilegiados de las empresas operadoras.

Si bien los representantes de las comunidades que expusieron sus preocupaciones a esta Comisión no son estadísticamente representativos de la opinión generalizada, fue evidente que hay desconfianza en la población en las instituciones del Estado debido al pobre legado de las actividades de la industria en sus actividades pasadas de producción convencional.

En los municipios que han tenido actividad petrolera convencional (Barrancabermeja y Puerto Wilches) hubo quejas por la escasa presencia del Estado, la ausencia de beneficios duraderos después de muchos años de presencia de la industria, así como por la actitud indiferente o de oposición de Ecopetrol ante los reclamos de las comunidades por incidentes atribuidos a las actividades de producción convencional. Los pobladores temen que los efectos ambientales y sociales de las actividades no convencionales sean más profundos, extensivos y duraderos que los de las actividades convencionales.

En la reunión de San Martín, a causa de experiencias recientes, las comunidades manifestaron sus temores por el uso de la fuerza pública para dirimir los conflictos, la cual consideran excesiva e innecesaria.

En todas las reuniones hubo preocupación por la capacidad real del Estado para controlar los impactos ambientales y sociales, para mantener informada a la población, para responder por las afectaciones en el largo plazo y por otras deficiencias institucionales, como las siguientes:

- insuficiente compensación por los impactos en el ambiente y la sociedad
- incapacidad histórica de la industria en general y de Ecopetrol en particular para responder en el largo plazo por los efectos negativos de sus actividades
- falta de información y relacionamiento adecuado y respetuoso con la comunidad
- falta de garantías de progreso económico y social para las comunidades
- opaca relación de las autoridades locales con las empresas, sin suficiente diálogo con la población
- presencia esporádica y oportunista del estado central, sin historia ni garantía de acompañamiento permanente
- desempeño histórico de la industria que no inspira confianza en operaciones futuras más complejas e intensas con afectaciones ambientales y sociales

Las anteriores manifestaciones se relacionan con las percepciones que tienen las poblaciones y las autoridades locales sobre los posibles efectos del establecimiento de las operadoras para la etapa productiva, más allá de la etapa de exploración, que es la que atañe a este informe.

3 PARTICIPACIÓN CIUDADANA Y LICENCIA SOCIAL

3.1 LICENCIA SOCIAL

Uno de los principales riesgos que el gobierno de Colombia tiene que prevenir está asociado a la dinámica de los conflictos sociales. Para evitarlos o superarlos, es necesario obtener la “*licencia social*” y esto exige una mayor transparencia en la manera como se adelantan las actividades, se toman las determinaciones, se invierten los excedentes y se usan los recursos destinados a beneficiar a las comunidades locales.

Según Boutilier y Thomson (2011), la *licencia social* para operar se define como existente “cuando una mina o proyecto cuenta con la aprobación continua de la comunidad local y otros grupos de interés”. Otros autores prefieren llamarla “aceptación continua”; sin embargo, la diferencia entre *aceptación* y *aprobación* en un proceso de generación de confianza puede considerarse sustancial. El primer caso se entiende como la disposición a tolerar o consentir, mientras que el segundo se refiere a tener una opinión favorable y sentirse satisfecho con relación a la otra parte.

Para los autores, existen cuatro niveles de *licencia social*: retención o retiro, aceptación, aprobación e identificación psicológica. En la transición de una etapa a la otra se supera el límite de la legitimidad, la credibilidad y, finalmente, la confianza. El nivel de la *licencia social* otorgada a una empresa es inversamente proporcional al nivel de riesgo sociopolítico al que la empresa se enfrenta. Este proceso de lograr la *licencia social* está íntimamente ligado con las creencias y percepciones locales respecto a la organización y al plan que se lleve a cabo, por lo que es intangible y puede cambiar con el tiempo.

Como se relató anteriormente, fue evidente la desconfianza por parte de la población hacia las instituciones del Estado, debido al pobre legado de la industria de hidrocarburos en sus actividades de extracción convencional.

A partir de los encuentros que se realizaron durante las visitas de campo en la zona del Valle Medio del Magdalena (VMM) y en reuniones con diversos grupos de interés en la sede de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales en Bogotá, se percibió que la actividad petrolera no cuenta con la aprobación de la comunidad; en otras palabras, no cuenta con lo que denominamos la “*licencia social*”.

La carencia de *licencia social* fue evidenciada de diversas formas, y entre los argumentos más reiterativos se destacan: (1) la falta de información desde las entidades gubernamentales

hacia la sociedad civil en general y hacia las comunidades locales en particular, (2) la forma como se tramitan las concesiones para la extracción de hidrocarburos y (3) la forma como se emiten y se hace seguimiento a las licencias ambientales para la producción de hidrocarburos en general. Este último puede extrapolarse hacia posibles actividades futuras de *fracking*, práctica que es considerada “más riesgosa” según lo manifestaron los habitantes locales en su entender.

Según investigadores universitarios, estos tres argumentos manifiestan las falencias ante la falta de cumplimiento de la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública por parte de las entidades gubernamentales y de instituciones estatales responsables de la gestión de información ambiental (social, física y biótica).

En los escenarios trabajados con las comunidades se percibieron expresiones de desconfianza hacia el desarrollo de actividades de hidrocarburos, debido a los efectos negativos no compensados asociados a las actividades petroleras adelantadas en la zona del VMM. Esto se relaciona con falta de capacidad de las instituciones públicas responsables de generar el conocimiento básico, para que la normativa ambiental pueda ser efectivamente evaluada y cumplida.

Específicamente, en temas asociados al uso de *fracking*, las comunidades expresaron temores relacionados con: 1) destrucción o degradación de ecosistemas naturales y servicios ecosistémicos asociados, 2) contaminación de aguas, 3) generación de temblores de tierra, 4) contaminación atmosférica y ruido, y 5) descomposición social y efectos sobre la salud pública. Además, se señaló la falta de capacidad de las entidades gubernamentales locales y regionales responsables de la gestión del desarrollo local y de los territorios sostenibles.

Ante esta realidad, y realizando un análisis cruzado de experiencias en otros lugares del mundo donde se realiza *fracking* a escala industrial, se determinaron cuáles serían las amenazas y riesgos de contaminación y sus efectos en la salud pública y los ecosistemas, así como los de sismicidad inducida.

Dentro de las expresiones de insatisfacción se incluyen, entre otros temas, el fracaso en la provisión de servicios públicos esenciales, como el suministro de agua y el alcantarillado, la deficiente infraestructura urbana y la falta de promoción de actividades económicas diferentes a las relacionadas con la industria petrolera para asegurar el empleo de los pobladores y el futuro económico de las regiones.

Además, hay descontento por la última reforma a la Ley de Regalías y se considera que las poblaciones afectadas por las operaciones de la industria no son compensadas de manera

justa, y menos aún son partícipes de los beneficios que se generan en sus territorios y que terminan en las arcas del gobierno central y en los bolsillos de los corruptos y de los accionistas de las empresas.

3.2 PARTICIPACIÓN CIUDADANA

En Colombia, la participación de las comunidades en el sector de hidrocarburos presenta debilidades. Una de ellas está asociada a una fuerte centralización en la toma de decisiones, lo cual ha limitado la coordinación con las entidades locales y regionales. Si bien hay mecanismos como la consulta previa, la consulta popular, las audiencias públicas ambientales y los programas de diálogo regional, estos no hacen parte de una estrategia gubernamental integral de vinculación de la ciudadanía, con diálogo constante sobre la explotación de hidrocarburos. También cabe resaltar que la reglamentación de estos mecanismos no es lo suficientemente detallada.

Un proceso de extracción incluyente exige fomentar una participación ciudadana efectiva, amplia, libre e informada, en condiciones de respeto por los derechos de la población local y en armonía con el territorio y las culturas existentes. Por esta razón, una primera condición para la participación ciudadana debe ser conocer con claridad los derechos de las partes sobre el territorio y las normas que rigen su comportamiento.

Lograr un diálogo intercultural efectivo requiere una condición básica que no está presente en la actualidad, y es que el Estado (particularmente el Poder Ejecutivo) sea capaz de liderar y contribuir al diálogo intercultural, reafirmando el reconocimiento de Colombia como país multicultural e inmensamente rico en biodiversidad. Se debe fortalecer a los interlocutores sociales para que logren representar efectivamente sus intereses en un diálogo simétrico y se deben incluir mecanismos para el seguimiento de los acuerdos.

Además, es indispensable desarrollar una claridad conceptual, una responsabilidad legal y un presupuesto suficiente, así como tener personal calificado en las instituciones responsables tanto de facilitar el diálogo con todos los actores del territorio como de coordinar la acción del Estado y de hacer seguimiento de los compromisos pactados.

La *licencia social* debe empezar a gestarse antes del proceso de exploración de los YRG y es condición necesaria para iniciar la etapa de explotación. Un paso inicial para tramitarla es ajustar la normatividad a las exigencias actuales en materia ambiental y social, con lo cual se supera la confrontación entre los intereses locales y los nacionales.

Con base en lo anterior, es importante resaltar que una consulta popular no es equivalente a la *licencia social*, ya que las comunidades podrían verse coaccionadas por diferentes grupos

de presión para decidir sobre el desarrollo de proyectos extractivos en su territorio. Obtener la *licencia social* implica generar confianza entre las partes y garantizar las siguientes condiciones:

- 1) Transparencia en la información para que las comunidades puedan tomar una decisión acertada.
- 2) Planes de desarrollo económico integrales con enfoque territorial, que permitan prevenir, mitigar o reparar las posibles afectaciones al modelo socioeconómico del territorio.
- 3) Participación directa de las comunidades en organismos de vigilancia y control de las actividades relacionadas con el *fracking* en el territorio.
- 4) La sostenibilidad económica es una condición necesaria pero no suficiente para el desarrollo del *fracking*, pues debe ser articulada con la conservación del ambiente natural y el bienestar de las comunidades.

El acercamiento entre las partes y la generación de condiciones de confianza es fundamental con el fin de que no se perpetúe la percepción de que la industria de hidrocarburos extrae riqueza mientras instala pobreza.

La información técnica debe ser certificada por las instituciones públicas idóneas e independientes de los actores involucrados y entregada de manera completa, pedagógica y oportuna a las comunidades locales (Velásquez, 2018). Sin embargo, las estructuras administrativas no cuentan con el estatus político que requiere el diálogo intercultural en un país multiétnico como Colombia y presentan una gran inestabilidad en cuanto a su dirección, personal y disponibilidad presupuestal. Se observa que falta un ente que coordine a las instituciones públicas en esta materia.

Vale la pena resaltar que en todos los casos internacionales que se presentan en la sección II los mecanismos de transferencia de información a las comunidades han sido claros y efectivos.

3.3 CONSTRUCCIÓN DE VISIÓN DE TERRITORIO SOSTENIBLE

Los sistemas territoriales sostenibles se basan en el principio de que la condición para que una actividad sea sostenible es que el territorio donde se asienta también lo sea (Guhl, 2018). La gestión de territorios sostenibles resulta de la interacción de múltiples variables y procesos sociales y naturales. El desarrollo debe lograrse dentro de los límites y capacidades de los ecosistemas que lo soportan, para mantener la calidad de vida y el progreso social.

En el Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Medio, la región se describe como uno de los Valles interandinos más ricos del país y, a su vez, como una región impactada por una economía extractiva y de enclave, con grandes reservas de petróleo, carbón y agua. Esta realidad, en lugar de promover la prosperidad y la riqueza de sus habitantes, ha acentuado las desigualdades y la pobreza, y ha dado paso a la violencia como vía para la gestión de los conflictos.

Este programa ha orientado su trabajo en torno a tres líneas estratégicas e interdependientes: la primera, sobre derechos humanos, diálogo y construcción de paz; la segunda, sobre procesos sociales, culturales y de gobernabilidad democrática; y la tercera, sobre procesos productivos y ambientales para la equidad y el desarrollo sostenible. Esta última línea se centra en el desarrollo regional y rural con enfoque territorial. Esta visión de desarrollo sostenible centrada en el territorio y en la defensa de la vida es esencial para planificar las actividades económicas de la región, de manera que sean concertadas por todos los actores sociales.

3.4 DIÁLOGO TERRITORIAL Y PARTICIPACIÓN EFECTIVA EN LOS BENEFICIOS

Los países que han decidido permitir la producción con FHPH en roca generadora, han logrado también ganar la confianza de las comunidades cercanas a las áreas de operación y han asegurado que participen en las utilidades del negocio.

La Comisión considera que la participación de las comunidades como “socias” del proyecto es una alternativa para minimizar estos riesgos. En Inglaterra, la relación con las comunidades y su participación en las utilidades tiene metas y procedimientos muy claros, y son parte fundamental del argumento en la aproximación a las comunidades y en las propuestas de explotación de hidrocarburos en los diversos territorios.

Es necesario diseñar, junto con las comunidades que habitan las áreas donde hay potencial de explotación de YRG, la forma en que las comunidades se harán “socias” en las actividades de exploración y explotación. Esto no solo significa definir un porcentaje de participación en las utilidades del negocio, sino entrar a formar parte de los órganos directivos que toman determinaciones sobre el devenir y supervisión del negocio.

En suma, para que exista una participación efectiva, se requiere legitimidad frente a los procedimientos institucionales; actores habilitados para interactuar de manera calificada y equitativa; existencia de un actor encargado de facilitar el proceso y generar las condiciones para un diálogo horizontal; resultados de beneficio mutuo mediante la definición de metas, criterios y estándares de monitoreo; y, finalmente, evaluación de los eventuales acuerdos.

3.5 FORTALECIMIENTO DE LA CAPACIDAD DE LA VEEDURÍA Y LA AUDITORÍA SOCIALES

La veeduría y la auditoría sociales hacen parte fundamental de la *licencia social*, puesto que son fuente valiosa de información sobre los impactos que puede generar un proyecto o una política en un territorio determinado y promueven la vigilancia y transparencia frente a los acuerdos alcanzados.

Este mecanismo permite también informar a la comunidad sobre el avance de los procesos extractivos, con lo cual es posible verificar la consistencia entre los planes y los resultados. En este sentido, permite prevenir los conflictos y fortalecer las redes de confianza para el beneficio de las partes.

No es suficiente permitir la creación de instancias de veeduría y auditoría sociales; es necesario promover y fortalecer su conformación desde las instituciones del Estado, garantizando los recursos y la asistencia técnica que se requieran para tal fin.

4 ENTORNO GEOLÓGICO

En el ámbito geológico, se evidenció inconformidad en las comunidades por las siguientes causas: 1) los pasivos e impactos ambientales no resueltos, causados por la industria de hidrocarburos durante 100 años de producción en el VMM, focalizados especialmente en aguas subterráneas y superficiales; 2) temor a la sismicidad inducida por inyección y reinyección de fluidos en el subsuelo;¹ 3) una inadecuada gestión ambiental de los proyectos (en las dimensiones biótica, abiótica, física y social); y 4) desconfianza en la capacidad institucional para ejercer las funciones de inspección, vigilancia y control sobre actividades potencialmente nocivas sobre el territorio. A partir de esta sección se presenta un análisis de cada uno de estos aspectos.

4.1 YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA EN COLOMBIA

Las reservas de hidrocarburos convencionales de petróleo y gas han venido declinando continuamente desde la década de los noventa, cuando se descubrió el campo Cusiana. El informe anual de 2018 de la compañía BP (BP Statistical Review of World Energy, 2018) reporta que las reservas de petróleo de Colombia disminuyeron de 2600 millones de barriles (MMbbls) en 1997 a 1700 MMbbls a finales del 2017², con una relación reservas/producción de 5,5 años. En cuanto a las reservas probadas de gas, en 2017 eran de 3,9 terapies cúbicos (TPC) y la relación de reservas/producción era de 10,8 años.

Con los objetivos de incrementar las reservas y asegurar la autosuficiencia y sostenibilidad de la producción de hidrocarburos en Colombia, el gobierno viene evaluando el potencial de los denominados yacimientos en roca generadora, también conocidos como yacimientos en lutitas y en carbones, los cuales se conocen en inglés como yacimientos tipo *shale gas*, *shale oil* y *coalbed methane* (CBM).

Varias cuencas del país presentan formaciones geológicas con rocas ricas en materia orgánica que contienen importantes cantidades de aceite y gas. Las principales cuencas colombianas con potencial de yacimientos en roca generadora son: Valle Medio del Magdalena (VMM), Valle Superior del Magdalena, Caguán-Putumayo, Catatumbo, cordillera Oriental, Cesar-Ranchería, La Guajira y Llanos Orientales, entre otras. La cuenca

¹ La sismicidad inducida es entendida en este contexto como la que se produciría por efecto de la exploración y explotación de hidrocarburos en rocas generadoras.

² Las cifra oficial de reservas de petróleo para 2017 es de 1.782 MMbbls (ANH). Los datos oficiales de reservas y producción desde 2010 están en: <https://www.datos.gov.co/Minas-y-Energ-a/Hist-rico-Reservas-Probadas-y-Produccion-de-Petr-1/cvvn-h46k>

del Valle Medio del Magdalena, dada su localización geográfica y sus características geológicas, es la cuenca con mejores condiciones para desarrollar en la actualidad la explotación comercial de los yacimientos en roca generadora.

En el VMM la formación La Luna presenta tres segmentos estratigráficos con altos contenidos de carbono orgánico: Galembo, Pujamana y Salada; donde los segmentos superior (Galembo) e inferior (Salada) presentan litologías con predominio de calizas que facilitan u optimizan el fracturamiento hidráulico.

Estudios realizados por Vargas (2009), García *et al.* (2009) y por la Energy Information Agency (EIA, 2015) han calculado los recursos de hidrocarburos en YRG empleando métodos estadísticos y de balance de masas, y han concluido que el recurso inferido de los YRG del VMM podría ser de gran magnitud, como lo indican las cifras de la Tabla 1.

Tabla 1 Comparación de los cálculos de reservas de YRG en el Valle del Magdalena Medio (MMMMBPE).

Autor	p 90	p 50	p 10
Vargas (2012)	2,0	12,4	36,8
García (2009)	3,1	15,4	27,7
EIA (2015)	0,9		6,93
ECOPETROL	2,4		7,4

Las cifras se dan en miles de millones de barriles de petróleo equivalente (MMMMBPE) o 1×10^9 barriles de petróleo equivalente. 1 barril de petróleo es equivalente a 6000 pies cúbicos de gas natural (USGS). p90 indica probabilidad subjetiva estimada en 90%; p50 en 50%, y p10 en 10%.

En el estudio de la EIA (2015), se indica que las estructuras prospectivas para YRG deben presentar una continuidad lateral de la formación con roca generadora y una profundidad del yacimiento que debe estar entre 1.000 y 5.000 metros. En el caso del VMM esta condición se presenta en sinclinales de gran extensión, como el de Nuevo Mundo, el de Armas, el de Peña de los Andes y el de Guaduas. Adicionalmente, se identifican estructuras monoclinales asociadas a fallas inversas donde la formación La Luna está a profundidades mayores a los 1.000 metros, con buena continuidad lateral en el rumbo de la estructura. Estas estructuras son la falla La Salina, la falla Infantas, la falla Betulia, la falla de Cambao y la falla de Honda.

La Tabla 2 compara los principales indicadores del potencial de yacimientos en roca generadora de varios yacimientos de *shale gas* y *shale oil* en Estados Unidos, Argentina y Colombia. Se destaca el potencial de las formaciones geológicas La Luna y Tablazo en el VMM. Recientemente, Ecopetrol realizó estimativos de petróleo *in situ* (OOIP) entre 36 mil y 119 mil millones de barriles de petróleo equivalente (MMMMBPE) con un recurso recuperable de hidrocarburos en el VMM entre 2,4 y 7,4 MMMBPE.

Tabla 2 Comparación de las principales características de los YRG de Estados Unidos (Eagle Ford, Woodford, Bakken, Marcellus), Argentina (Vaca Muerta) y Colombia (La Luna y Tablazo).

YRG ->	Eagle Ford	Woodford	Bakken	Marcellus	Vaca Muerta	La Luna y Tablazo
País	EE. UU.	EE. UU.	EE. UU.	EE. UU.	Argentina	Colombia
Profundidad (m)	1.300-4.300	2.000-4.600	1.000-1.300	1.300-4.000	1.300 –5.000	1.300-5.700
Espesor neto (m)	15-70	13-70	3-20	15-85	15-100	70-170
TOC (%)	2-9	3-10	10-15	3-15	2-6	2-20
Ro (%)	0,55– 1,45	0,53-3,0	0,45-0,80	1,0-3,0	0,95-1,36	0,5-2,0
Hidrocarburo	Gas y aceite	Gas y aceite	Aceite	Gas	Gas y aceite	Gas y aceite

TOC (%): Porcentaje total de materia orgánica. Ro (%): Porcentaje de reflectancia de la vitrinita. Estos dos parámetros permiten inferir la capacidad de la roca generadora para producir hidrocarburos.

Fuente: Elaboración propia de Mario García a partir de Vargas (2009), García *et al.* (2009) y EIA (2015).

La formación La Luna se encuentra limitada estratigráficamente por la formación Umir, la cual tiene un predominio de arcillolitas plásticas no fracturables. Por otra parte, en los sinclinales antes mencionados la formación La Luna está truncándose con discordancias o discontinuidades donde se encuentran arcillas y areniscas con litologías no aptas para el fracturamiento. Esta situación permite vislumbrar que el fracturamiento hidráulico que se desarrolle en la formación La Luna estará confinado por formaciones ricas en arcillas plásticas que no son fracturables.

La Figura 1 muestra un corte geológico del sinclinal de Nuevo Mundo, donde se observa la profundidad de la formación La Luna, que está por debajo de los reservorios convencionales.

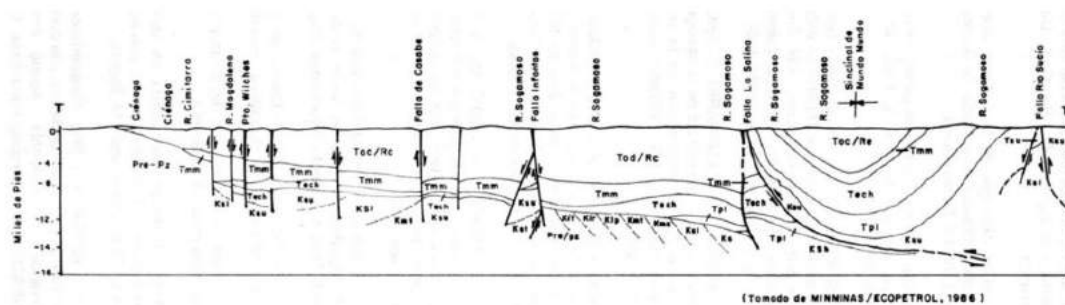


Figura 1 Corte geológico del sinclinal de Nuevo Mundo en el VMM. Nótese la presencia de la formación La Luna a una profundidad superior a los 12.000 pies (4 km), sin interferir con acuíferos superficiales.

Fuente: Mojica y Franco (1990).

La Figura 2 ilustra el mapa con las principales estructuras sinclinales y las fallas inversas del VMM, las cuales son consideradas estructuras prospectivas para YRG.

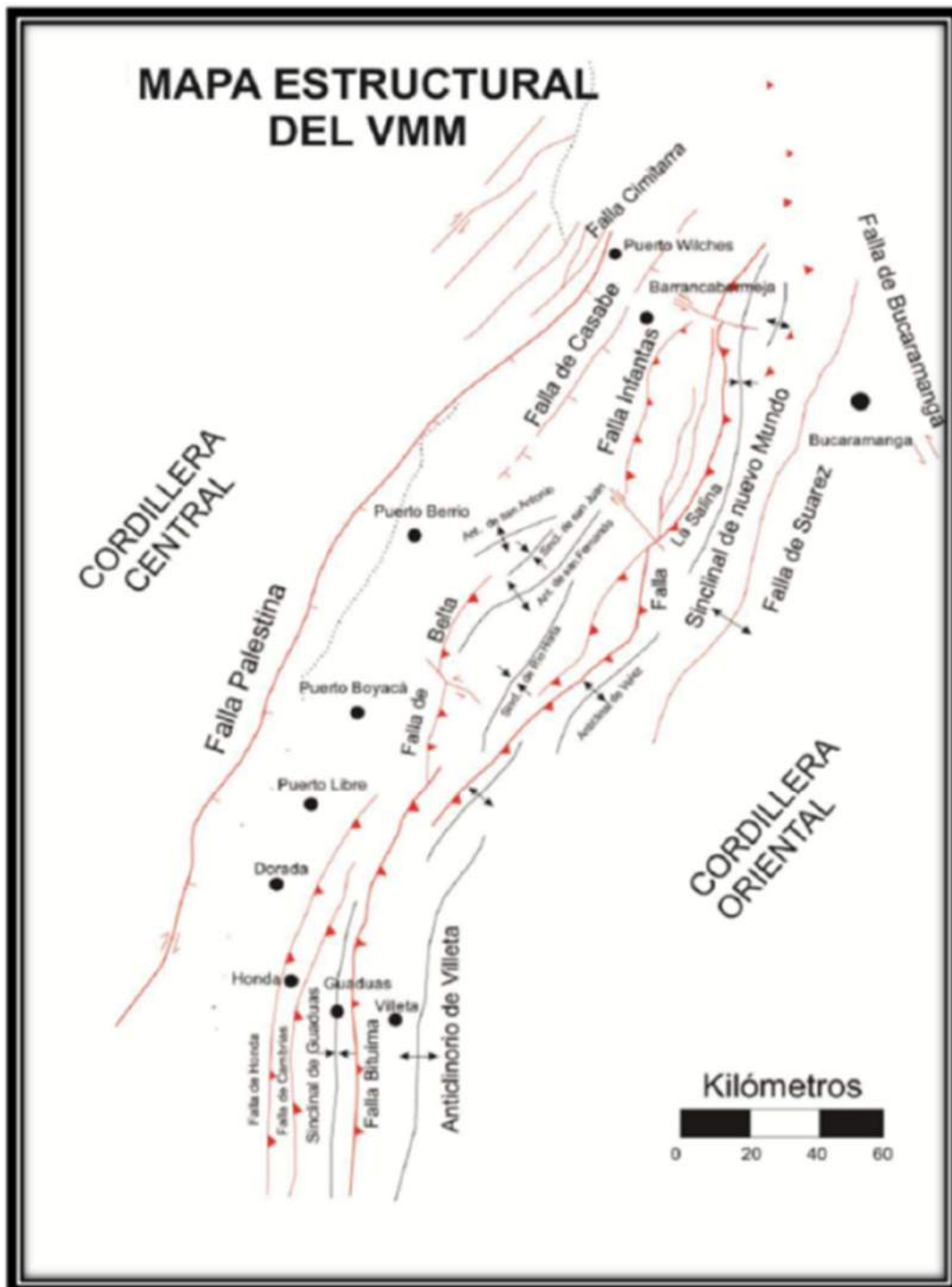


Figura 2 Mapa estructural del VMM. Se localizan sus principales estructuras sinclinales y las fallas inversas.
Fuente: Mojica y Franco (1990).

4.2 PASIVOS E IMPACTOS AMBIENTALES NO RESUELTOS

Durante las entrevistas con la comunidad se evidenció un gran rechazo a las actividades de la industria por la presencia de hidrocarburos en el ambiente y en los ecosistemas, justificado principalmente en la amenaza de contaminación de aguas superficiales y subterráneas, que hoy tienen en la región un acumulado de impactos ambientales no identificados ni dimensionados en su totalidad.

En la actualidad, las instituciones colombianas se encuentran en discusión sobre la conceptualización de los pasivos ambientales y sus responsabilidades, sin tener aún una definición formal. En consecuencia, este concepto centrará sus análisis en lo que llamaremos “impactos ambientales no resueltos”.

Con base en las definiciones de la literatura especializada, se puede evidenciar que tanto los pasivos ambientales como los impactos, no resueltos ni diferenciados, causados por los hidrocarburos en el territorio, tienen dos orígenes: uno natural, debido a la emisión natural de hidrocarburos del subsuelo, y otro causado por fallas en los procesos de producción de hidrocarburos.

La primera se manifiesta como rezumaderos naturales presentes en el territorio, de los cuales se tiene referencia desde tiempos precoloniales. Los rezumaderos activos presentan flujo de petróleo, gas y agua, y son una manifestación de la migración de petróleo desde las formaciones o rocas generadoras en profundidad hasta la superficie. La ANH publicó en el año 2010 el mapa de rezumaderos de Colombia (ANH, 2010), el cual contiene un registro parcial de los rezumaderos de petróleo o gas georreferenciados, donde se aprecia una alta ocurrencia de este fenómeno en el territorio nacional.

La segunda causa está relacionada con impactos negativos de la operación de la industria petrolera por más de 100 años en el VMM, de los cuales 75 años se desarrollaron sin normatividad ambiental explícita. Posteriormente, dichos impactos negativos se debieron a las fallas en las operaciones, que han ocasionado contaminación de acuíferos, suelos, etc.

En 2008, un estudio realizado por Molina y Camacho (2008) en el campo La Cira-Infantas identificó que el 48% de las instalaciones estudiadas presentaban problemas ambientales³. Esto ayuda a entender, en cierta medida, las percepciones del impacto histórico negativo de la industria de hidrocarburos en cuanto a exploración, perforación, cierre y abandono de instalaciones. Escenarios como este refuerzan la prevención de la comunidad a nuevos

³ 527 pozos de 1.863 presentes en 80 km², correspondientes al 28% de las instalaciones del campo La Cira-Infantas.

desarrollos de la industria de hidrocarburos, como puede ser la implementación de proyectos piloto de exploración en yacimientos en roca generadora.

Es importante resaltar que, en zonas tradicionalmente petroleras, se tiene la presencia continua en tiempo y espacio de rezumaderos de hidrocarburos, y que estos hacen parte de los ecosistemas naturales. El Estado debe avanzar en un inventario adecuado de estas emanaciones naturales y diferenciarlas de los impactos por vertimientos de la producción de petróleo.

5 ECOSISTEMAS Y BIODIVERSIDAD

La biodiversidad es un componente fundamental de los ecosistemas y de los servicios ecosistémicos necesarios para soportar la vida y los requerimientos humanos. A futuro, se prevé que debido al cambio climático, el aumento de la población y la expansión de la economía mundial, bajo los actuales niveles de consumo, se podría intensificar la degradación ecosistémica y la pérdida de biodiversidad (Etter *et al.*, 2015).

La expansión de la frontera agrícola, los cambios en el uso de la tierra y las emisiones de gases efecto invernadero constituyen las principales causas de pérdida de biodiversidad a nivel global. Durante los últimos 50 años, los ecosistemas terrestres y acuáticos del mundo han sido crecientemente intervenidos y modificados por la humanidad para satisfacer las demandas de la creciente población mundial. Estas transformaciones han afectado a tal nivel los servicios ecosistémicos asociados, que para el año 2005 se estableció que 60% de estos servicios ecosistémicos del mundo estaban degradados o utilizados de manera no sostenible (MEA, 2005).

Además del proceso de transformación de los ecosistemas que presentan Etter *et al.* (2015) y del reemplazo y pérdida paulatina de área, están los cambios en los patrones espaciales: la continuidad espacial y el nivel de fragmentación, el tamaño de los fragmentos, la forma de los fragmentos y la conectividad. Se observa que 26 ecosistemas (32%) han perdido más del 50% y 17 (20%) más del 80% de su área original.

Colombia se encuentra catalogada dentro del grupo de los 14 países, denominado países megadiversos, que alberga el mayor índice de biodiversidad en la Tierra, compartiendo esta categoría con Argentina, Bolivia, Brasil, China, Costa Rica, Ecuador, India, Indonesia, Kenia, México, Perú, Sudáfrica y Venezuela.

En los próximos 50 años, la degradación de procesos bióticos, según los análisis de pérdida de funciones de dispersión y polinización, es muy alta en un área de 8.000 km², mientras que en un área de 25.500 km² es de severidad media. Las especies que hacen parte de estos ecosistemas se verán severamente afectadas debido al desplazamiento en los rangos de distribución, siendo el Magdalena Medio uno de los ecosistemas más afectados.

El estado del conocimiento de los ecosistemas y la línea base de la biodiversidad en las zonas de las ciénagas de Miramar y San Silvestre, y en los alrededores del área del Magdalena Medio, es deficiente. No obstante, se considera que el área del Magdalena Medio es una de las áreas más biodiversas del territorio colombiano.

Andrade *et al.*, en *Estado de los ecosistemas colombianos* (2017), presentan por vez primera para Colombia la Lista Roja de los Ecosistemas Amenazados de Colombia (LRE). Su finalidad es analizar y evaluar el estado actual y las vulnerabilidades de los ecosistemas colombianos a nivel nacional. También ofrece una importante posibilidad de identificar alertas tempranas de usos no sostenibles de la tierra, como apoyo a los procesos de conservación, identificando áreas prioritarias tanto de conservación como de restauración.

Así mismo, la LRE puede apoyar el proceso de identificación de “Zonas Prohibidas” y el desarrollo de políticas de estas zonas que puedan ser altamente efectivas en la conservación de áreas consideradas relevantes por la riqueza de especies y pérdida de hábitat, y por los servicios ecosistémicos que posee (CBD, 2014).

En el mapa de los ecosistemas amenazados de Colombia, un total de 20 ecosistemas (25%) están categorizados en estado crítico (CR), 17 ecosistemas (21%) están categorizados como en peligro (EN) y 14 ecosistemas (17%) están en estado vulnerable (VU), lo cual quiere decir que el 63% de los ecosistemas del país están amenazados y sus condiciones cuestionan su permanencia y la provisión de servicios ecosistémicos.

La LRE de los ecosistemas amenazados de Colombia elaborado por Andrade *et al.* (2017), señala una concentración de impactos sobre los ecosistemas de las regiones Andina y Caribe, y arroja datos importantes sobre los cambios históricos y previsibles en el futuro debido al cambio climático sobre los procesos bióticos y abióticos en otras regiones, como la Orinoquia, Amazonia y el valle del Magdalena, y en las áreas de ecosistemas transformados a ser restaurados en términos de la jurisdicción de las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR). Se evidencia que las que presentan una mayor demanda son las que tienen en su jurisdicción los bosques secos tropicales del Valle del Magdalena.

Esta misma lista indica que en los ecosistemas nativos del Magdalena aparecen los hidrocarburos como la fuente de una muy alta amenaza, tanto para las áreas originales como para las áreas remanentes de estos ecosistemas.

El Estado es el encargado del manejo de los recursos naturales y de garantizar su conservación, restauración o sustitución, y de prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental.

En el contexto internacional, los compromisos en materia de medio ambiente, desarrollo sostenible, participación y protección de los grupos sociales excluidos, son vinculantes por pactos, convenios o tratados internacionales ya suscritos por Colombia. Esto obliga a pensar unas condiciones preexistentes para la explotación de yacimientos de roca

generadora (YRG), observando los principios compartidos con la comunidad internacional y la responsabilidad con el futuro del planeta y de la humanidad.

La Comisión exhorta al Estado para que avance en el cumplimiento de los compromisos internacionales frente a la acción conjunta para el cambio climático, haga realidad su plan de fomento de energías alternativas y renovables, controle las emisiones de gases de efecto invernadero y establezca metas nacionales con parámetros de referencia definidos en el tiempo.

La realización de estos propósitos exige focalizar esfuerzos para impulsar la diversificación de la economía y de la matriz energética, enmarcados dentro del propósito global del Acuerdo de París, las metas del milenio en desarrollo sostenible, y los convenios internacionales, como el 169 de la OIT, para garantizar los derechos de las comunidades nativas y afrodescendientes.

Lo anterior coincide con argumentos de líderes de opinión en Colombia como Ernesto Guhl,⁴⁵ Fabio Velásquez,⁶ Manuel Guzmán-Hennessey,⁷ Manuel Rodríguez⁸ y José Antonio Ocampo.⁹

5.1 DEL DESARROLLO SOSTENIBLE A LOS TERRITORIOS SOSTENIBLES

De acuerdo con Guhl (2018), gracias al monitoreo permanente desde los satélites en tiempo real se ha logrado tener información de la calidad ambiental del planeta. Esta información nos muestra que, a pesar de los esfuerzos realizados por la comunidad internacional, los Estados y la sociedad civil, los indicadores de salud de la atmósfera, los océanos, los suelos y los ecosistemas terrestres y acuáticos presentan un deterioro progresivo y creciente cada vez más evidente, lo cual genera riesgos para la calidad de vida y la supervivencia de la especie humana.

⁴ Esto se articula con las declaraciones recientes de la señora ministra de Minas y Energía, María Fernanda Suárez [“Gobierno alista revolcón en el sistema eléctrico”, enero 20/2019, El Espectador], quien anuncia el impulso desde el Plan Nacional de Desarrollo a las fuentes renovables alternativas para el desarrollo del sector eléctrico.

⁵ Miembro de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Comunicación personal, noviembre 2018.

⁶ Presidente Foro Nacional por Colombia. Comunicación personal. Noviembre 2018

⁷ Profesor titular cátedra Cambio Climático. Documento borrador en el contexto de la comisión *fracking* del Gobierno de Colombia, 2018

⁸ Presidente Foro Ambiental Nacional

⁹ <https://www.eltiempo.com/opinion/columnistas/jose-antonio-ocampo/el-petroleo-no-es-el-futuro-172288>

Esto nos permite concluir que la aplicación de desarrollo sostenible, que surgió como el punto de acuerdo en la búsqueda de la compatibilidad entre los procesos del desarrollo y la conservación del potencial y la calidad del medio ambiente, ha sido insuficiente para avanzar en la búsqueda de la sostenibilidad.

Lo anterior ha hecho que se consolide y fortalezca la tendencia que propone como nuevo paradigma el de los Sistemas Territoriales Sostenibles (ver sección 3.3).

5.2 RECOMENDACIONES

La Constitución de Colombia de 1991 en el artículo 79 establece que es deber del Estado la conservación de áreas de especial importancia ecológica. Adicionalmente, el artículo 80 señala que el Estado es el encargado del manejo de los recursos naturales, donde se garantice su conservación, restauración o sustitución; además, debe prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental.

Como se ha anotado, el 63% de los ecosistemas del país están amenazados y sus condiciones cuestionan su permanencia y la provisión de servicios ecosistémicos. Los del Valle Medio del Magdalena están amenazados por la producción de hidrocarburos.

Teniendo en cuenta lo anterior, Andrade *et al.* (2015) plantean que los ecosistemas con alguna evaluación de peligro (CR o EN) deben considerarse como áreas de especial importancia ecológica, lo que garantizaría que sean tenidos en cuenta para su conservación.

Por otro lado, la Política Nacional para la Gestión Integral de la Biodiversidad y sus Servicios Ecosistémicos – PNGIBSE, menciona cómo las acciones que se han realizado históricamente para la conservación de la biodiversidad (áreas protegidas, corredores biológico, entre otros) han contribuido al mantenimiento de la provisión de servicios ecosistémicos, de los cuales depende el desarrollo de las actividades humanas, y también al mantenimiento de servicios de aprovisionamiento, regulación y soporte, y servicios culturales. La conservación de ecosistemas evaluados como de amenaza alta permitiría el mantenimiento de la provisión de servicios ecosistémicos brindados por estas áreas.

En la actualidad, hay escasa información de línea base de ecosistemas terrestres y acuáticos y su biodiversidad. Lo mismo sucede con el conocimiento de los sistemas hidrogeológicos: se presenta un 85% de desconocimiento sobre las aguas subterráneas.

La información hidrogeológica y ecosistémica sobre las áreas propuestas de intervención debe ser revisada y verificada por entidades estatales y divulgada a las comunidades locales

por estas entidades. Un buen nivel del conocimiento hidrogeológico y del uso de agua, generado o verificado por entidades públicas, permitirá evaluar y minimizar el nivel de riesgo de que las intervenciones asociadas a la explotación de YRG generen contaminación de aguas con uso actual o potencial para consumo humano y otras actividades productivas, tales como agricultura, ganadería, pesca, usos recreativos y turísticos entre otros, generando mayor confianza a las comunidades. Esto es aún más importante ahora que conocemos mejor los efectos del cambio climático y que está previsto el incremento de los impactos negativos sobre la disponibilidad de agua. El fortalecimiento del Servicio Geológico Colombiano y del IDEAM es fundamental para lograr estos propósitos.

Además del fortalecimiento de un sistema de información, se reitera la necesidad de que se consolide la gestión de Sistemas Territoriales Sostenibles (sección 3.3).

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático indica a los países que deben tomar medidas de precaución para prever, prevenir o reducir al mínimo las causas del cambio climático y mitigar sus efectos adversos. Cuando haya amenaza de daño grave o irreversible, no debería utilizarse la falta de total certidumbre científica como razón para posponer tales medidas.

En relación con los compromisos sobre cambio climático, un reciente pronunciamiento del Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales de Naciones Unidas (noviembre 1 del 2018) adquiere relevancia. En su cuarto informe recomienda al Estado parte [Argentina] reconsiderar la explotación a gran escala de combustibles fósiles no convencionales mediante fracturación hidráulica en la región de Vaca Muerta para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones en virtud del Pacto, a la luz de los compromisos del Acuerdo de París¹⁰.

¹⁰ Informe E/C.12/ARG/CO/4, literal C. Principales motivos de preocupación y recomendaciones, numeral 14.

6 CONTAMINACIÓN DE AGUA Y ATMÓSFERA

Los impactos ambientales identificados en la producción de hidrocarburos en yacimientos de roca generadora (YRG) pueden ser clasificados, según su ocurrencia, como de corto o largo plazo.

Los impactos de corto plazo se refieren al período de construcción de los pozos. Dentro de estos se han identificado: 1) descenso en los niveles de agua, y 2) la disposición del agua de producción. Estos impactos desaparecen una vez los pozos están construidos.

Los impactos a largo plazo se refieren a contaminación de acuíferos por causa de fugas, derrames o lixiviados. En consecuencia, realizar una adecuada evaluación de estos posibles riesgos es fundamental para un adecuado licenciamiento ambiental (Soeder, 2017).

Las amenazas de largo plazo respecto al agua han sido clasificadas en cinco grupos, así:

- (i) Competencia en la demanda del agua con otros actores y sectores.
- (ii) Amenaza a cuerpos superficiales de agua y acuíferos libres por posibles vertimientos accidentales en las zonas de mezcla y preparación de los fluidos de fractura.
- (iii) Amenaza de la contaminación de acuíferos debido a la falla de la cementación de los pozos verticales.
- (iv) La amenaza por posible contaminación de agua superficial o acuíferos libres por vertimientos accidentales en superficie de fluidos de retorno, los cuales pueden contener los químicos inyectados en la fractura, sales pesadas y en algunos casos elementos radioactivos.
- (v) Amenaza de contaminación de cuerpos de agua superficial por vertimiento y disposición de agua residual sin el adecuado tratamiento.

En la Figura 3 se aprecia el esquema de amenazas, que pueden catalogarse, la primera, como riesgo de desabastecimiento (i) y, las otras cuatro (ii – v,) como riesgo de contaminación de agua.

A partir de las investigaciones basadas en la experiencia de Estados Unidos, se han establecido análisis más específicos del riesgo de contaminación por la tercera amenaza, que es en sí la actividad de fracturamiento hidráulico.

El proyecto europeo FracRisk (www.fracrisk.eu) estableció un modelo de riesgo basado en la identificación de tres puntos críticos: el origen de la contaminación, las posibles vías y el destino. Al profundizar en las vías, se han definidos tres posibilidades específicas de contaminación, a saber:

- (i) tránsito de elementos por fallas o en pozos abandonados (cortos períodos de transporte de solutos),
- (ii) tránsito de elementos por zonas de fallas conductivas activadas por gradientes de flujo regional, y
- (iii) transporte de sustancias por difusión en aparente falla de formaciones sello. Estos dos últimos con largos períodos de transporte.

En consecuencia, con este análisis se identifican cinco grandes grupos de preocupaciones relacionadas con el antes, el durante y el después. Ellos son:

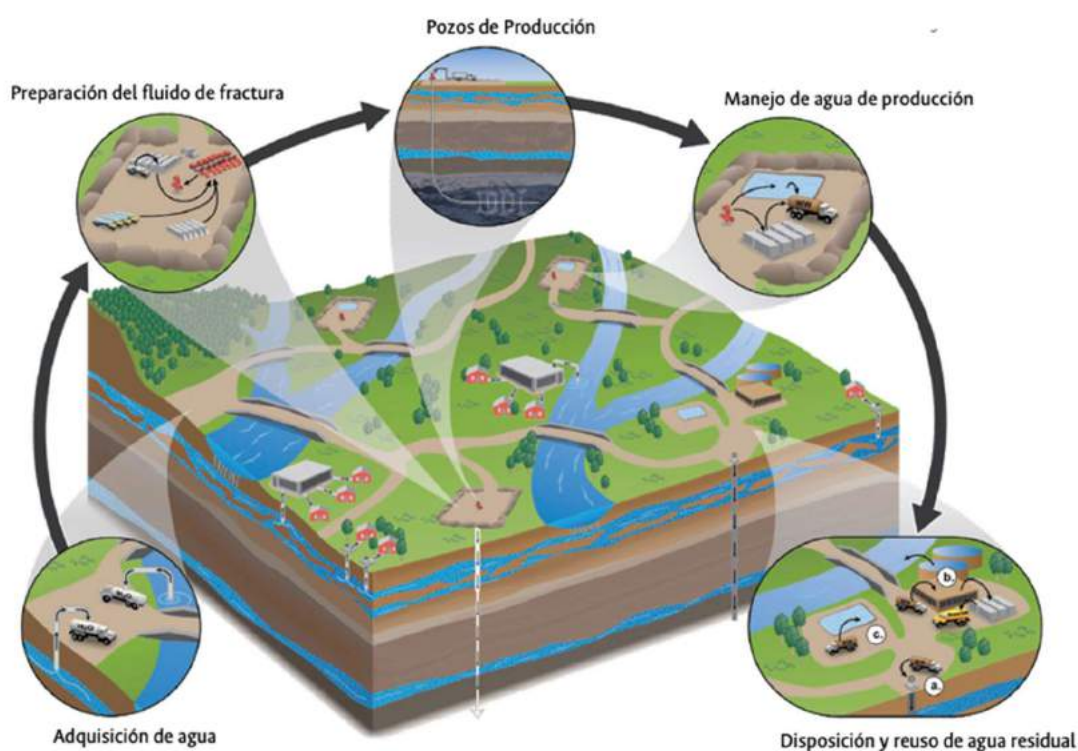


Figura 3. Amenazas al agua durante las actividades de producción de hidrocarburos en sitios en donde se utiliza la técnica del fracturamiento hidráulico (Adaptado de EPA, 2016).

6.1 CONOCIMIENTO HIDROGEOLÓGICO

6.1.1 Conocimiento general en Colombia

El conocimiento hidrogeológico en Colombia es disperso y su avance ha respondido de acuerdo con las necesidades de uso del agua subterránea. En la actualidad, son las Autoridades Ambientales Regionales las responsables de la Gestión de las Aguas Subterráneas que, con base en las herramientas de planificación del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) y del IDEAM, han hecho esfuerzos para profundizar en su conocimiento. El uso intensivo del agua subterránea y la implementación de los Planes de Manejo Ambiental de Acuíferos (PMAA) aumentan el desarrollo de este conocimiento. Para la construcción de un PMAA para la región del Valle Medio del Magdalena (VMM) se requiere un trabajo de al menos dos años.

A la fecha de redacción de este informe, el Servicio Geológico Colombiano no ha culminado el informe del proyecto de los acuíferos del Valle Medio del Magdalena y el IDEAM aún no publica el Estudio Nacional de Agua (ENA) 2018 sobre aguas subterráneas. No obstante, en el ENA 2014 el IDEAM identificó 16 provincias hidrogeológicas distribuidas en cinco áreas hidrográficas. En ellas se han identificado 61 sistemas acuíferos de carácter local y regional, y cinco transfronterizos. En este estudio se cruzaron las capas de delimitación con las capas generadas en el *Atlas hidrogeológico de Colombia* publicado por Ingeominas, hoy SGC (Ingeominas, 2004) y se identificó un área potencial de acuíferos equivalente al 74,5% del territorio nacional, con reservas estimadas del orden de 5.848 km³. El IDEAM, en el año 2013, había identificado 44 sistemas acuíferos que abarcan entre el 10% y el 15% del área cubierta por las provincias hidrogeológicas.

El ENA 2014 indica que el área total con posibilidades de importantes almacenamientos de agua subterránea es de 415.000 km² (36% del país). De esta área solo se ha estudiado un 15% aproximadamente.

Así mismo, se indica que todos los sistemas acuíferos que hacen parte del área hidrográfica Caribe (incluyendo islas de San Andrés y Providencia) y Magdalena-Cauca son de particular relevancia y deben considerarse prioritarios.

La composición porcentual de las fuentes de agua para uso es el siguiente: quebradas 43%; agua subterránea 25%; ríos 23%; embalses 8%; y lagunas 1%.

El uso del agua subterránea se distribuye así: agrícola 48,32%; industrial 24,85%; consumo humano y doméstico 17,85%; otros 5,52%; usos múltiples 2,94%; pecuario 0,30%; pesca, maricultura y acuicultura 0,13%; recreativo 0,05% y sin información 0,04%.

La demanda anual de agua por áreas hidrográficas según el ENA 2014 indica que la mayor es la del Magdalena-Cauca con 20.247,23 MMm³, seguida de Orinoco, Caribe, Pacífico y Amazonas en su orden.

Según el mismo estudio, la demanda de agua en Colombia en el año 2012 para actividades económicas alcanzó 35.987 millones de m³ (MMm³). Los estimativos por sector usuario del recurso fueron así:

- agrícola: 16.760,3 MMm³
- energía: 7.738,6
- pecuario: 3.049,4
- doméstico: 2.963,4
- industrial: 2.106,0
- acuícola: 1.654,1
- minería: 640,6
- hidrocarburos: 592,8
- servicios: 481,8

También se muestra la demanda hídrica para hidrocarburos, la cual se calcula a partir de la investigación realizada en 2012 por el IDEAM en donde se identifican las actividades relacionadas con la producción de hidrocarburos en las fases de exploración, producción, transporte y refinación. Se agrega, además, que el sector hidrocarburos tiene la siguiente demanda según la cuenca hidrográfica (en MMm³):

- Orinoco 328,64 MMm³
- Magdalena - Cauca 83,38
- Amazonas 16,84
- Caribe 1,70

La distribución del uso del agua por sectores en cada área hidrográfica muestra cómo los hidrocarburos en el área Orinoco alcanzan el 76,3% del uso del recurso, mientras que en el Magdalena y Cauca llegan al 19,4%.

La importancia de este tipo de información se destaca en un estudio de la Duke University (de agosto del 2018) publicado en *Science Advances*¹¹ que señala que entre el 2011 y el 2016 la cantidad de agua utilizada por pozo para la fracturación hidráulica aumentó hasta en 770% en las principales regiones de producción de petróleo y gas de lutita de EE. UU., y que el

¹¹ "The Intensification of the Water Footprint of Hydraulic Fracturing". Andrew J. Kondash, Nancy E. Lauer, Avner Vengosh. *Science Advances*, August 17, 2018. DOI: 10.1126/sciadv.aar5982

volumen de aguas residuales cargadas de sales usada para fracturación en pozos de petróleo y gas generados durante su primer año de producción también aumentó en 1.440% durante el mismo período. Para este estudio, se recopilaron y analizaron seis años de datos sobre el uso del agua y la producción de gas natural, petróleo y aguas en más de 12.000 pozos individuales ubicados en las principales regiones productoras de gas de lutita y petróleo de los Estados Unidos.

La investigación proporciona un punto de partida para evaluar los impactos ambientales a largo plazo que esta actividad puede tener, en particular en la disponibilidad local de agua y el manejo de las aguas residuales. Este factor debe ser considerado al realizar el análisis de riesgo para el caso colombiano, especialmente por la importancia de los cuerpos de agua en las zonas identificadas como de alto potencial para el uso de la fracturación hidráulica.

6.1.2 Conocimiento de la hidrogeología regional

En la comunidad académica y en los habitantes del territorio se detecta gran preocupación con respecto a la posibilidad de afectar irreversiblemente el recurso hídrico subterráneo, ya que es poco conocido y cartografiado.

En Colombia no se ha realizado un proyecto nacional que garantice el cumplimiento de la normatividad vigente (p. ej., el Decreto 1640 de 2012). Son pocos los sistemas hidrogeológicos con un nivel de conocimiento adecuado, y en ellos no están presentes la totalidad de los acuíferos del Valle Medio del Magdalena. Los únicos proyectos relacionados son el realizado para la rivera antioqueña del río Magdalena (Vélez *et al.*, 2004) y los estudios hidrogeológicos embebidos en los Estudios de Impacto Ambiental para diferentes proyectos lineales y puntuales, así como un modelo regional del sector sur del Valle Medio del Magdalena (Donado *et al.*, 2018).

Por ejemplo, Vélez *et al.*, (2004) reportan profundidades de investigación cercanas a los 250m. Esto refuerza la necesidad de realizar pilotos exploratorios de formaciones profundas que permitan generar el conocimiento faltante, y así abordar de forma adecuada los procesos de licenciamiento expuestos en el documento *Metodología general para la elaboración y presentación de estudios ambientales* como anexo técnico de la Resolución 1402 de 25 de julio de 2018, por la cual se adopta dicha metodología.

6.2 FLUIDOS DE RETORNO Y DE FORMACIÓN

Las operaciones de fractura tienden a tener más elementos que los diferencian que aquellos que los agrupan. En términos generales, puede decirse que en condiciones ideales una

operación de fractura realizada sobre 2 km cada 100 m, podría requerir cerca de 20.000 m³ de agua (EPA, 2016).

Una vez establecidas las fracturas e iniciada la operación, estos fluidos retornan en porcentajes variables a superficie (dependiendo de la saturación de las rocas generadoras), y se almacenan usando los mismos tanques y dispositivos usados en la operación de fractura. Si estos fluidos no se manejan, tratan o disponen en forma adecuada, pueden convertirse en fuentes potenciales de contaminación.

Las dudas y los temores de la comunidad se asocian principalmente a la información de contaminación por derrames de fluidos de producción que se registra en otros países y por los impactos negativos asociados a la actividad petrolera en algunas regiones de Colombia.

Lo anterior plantea retos en la regulación sobre la fuente del fluido de fractura, su reutilización y su disposición, incluyendo una restricción de base sobre el volumen de agua en regiones donde el recurso escasea.

Es así como deben desarrollarse las capacidades y conocimientos en la gestión ambiental, las técnicas de tratamiento de aguas, las tecnologías en ductos de fluidos de retorno y de aguas con elevada salinidad, y en la disposición subterránea.

6.3 COMPROMISO ESTRUCTURAL DE REVESTIMIENTOS Y CEMENTACIONES

Durante las actividades exploratorias que requieran perforación y completamiento de pozos, se identifican como posibles vulnerabilidades las fallas en la integridad estructural de revestimientos y cementaciones que puedan producir intercomunicación de formaciones a través de los anulares del pozo o fugas desde este hacia las formaciones atravesadas. Por tanto, es de gran importancia la rigurosidad en el seguimiento de las operaciones y las pruebas de integridad de los elementos mencionados, y el cumplimiento de normas y estándares para tener pozos con alto nivel de duración.

6.4 COMPROMISO ESTRUCTURAL DE FORMACIONES SUPERFICIALES Y ACUÍFEROS

Las estadísticas de operaciones de fracturamiento para producción en rocas generadoras en los Estados Unidos muestra que, en promedio, estas alcanzan entre 40 y 120 m desde el punto de inicio de la estimulación (EPA, 2016). En los prospectos de YRG en Colombia se debe cumplir con una profundidad mínima (mayor a 1.000 m), lo cual minimiza la factibilidad de que se presenten conexiones hacia estratos superiores y que, en

consecuencia, se provoque migración de elementos entre la roca generadora y los sistemas acuíferos.

De hecho, la operación de fractura se realiza por etapas en secciones de muy baja permeabilidad en las cuales la roca permite ser fracturada, pero a su vez está confinada por otras formaciones que no permiten ser fracturadas por el alto contenido de arcillas plásticas, cuyas permeabilidades son aún menores, o incluso pueden presentarse permeabilidades mayores, pero selladas contra arcillas y con sus poros ocupados. Esto explica que los hidrocarburos estén allí, pues no han podido escapar por estos sellos. Así, una fractura se producirá, bajo condiciones ideales, hasta que encuentre una zona de alta plasticidad o de alta disipación de la energía de fractura, limitando de esta manera su extensión (Guo y Geehan, 2004). En general, la carga litostática a profundidades mayores de 1.000 m tiende a cerrar las fracturas o reducir su permeabilidad de manera sustancial.

6.5 CONTAMINACIÓN DEL AIRE

Las alertas que se generan a nivel internacional sobre otras supuestas consecuencias nefastas se asocian principalmente a operaciones extensivas de producción basadas en fracturamiento hidráulico, aunque algunas de ellas pueden presentarse igualmente en cada Proyecto Piloto de Investigación Integral (PPII).

Por tanto, además de la gestión y la disposición de salmueras, la correcta observación de la normatividad asociada y la reinyección de aguas de producción, surgen las preocupaciones asociadas a la contaminación de la atmósfera por emisiones o fugas de gases, las cuales guardan estrecha similitud con las que se pueden presentar en la explotación convencional de hidrocarburos.

En la operación de fracturamiento se busca interceptar microalmacenes de hidrocarburos en los cuales el querógeno (materia precursora del petróleo) ha surtido la maduración y consolidación suficiente para una producción viable. La fractura, sostenida por granos de arena, constituye una zona de baja presión que permite la expansión y migración de a los hidrocarburos existentes en estos nichos; por tanto, en una situación similar a la producción convencional, se producirá un flujo de agua de formación e hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Estos fluidos son conducidos a través de las facilidades de producción hacia la superficie y de allí a la instrumentación que permite su separación y conducción a almacenamientos, disposición o quemado. Por consiguiente, la posibilidad de generar agentes contaminantes sobre la atmósfera es la misma de la producción convencional: está primordialmente asociada a la posibilidad de emisiones fugitivas (a través de fugas en tuberías y

separadores) de gases, principalmente metano, y a la eventual quema de este si no existe posibilidad de aprovechamiento. No es de esperar comportamientos muy diferentes a los de las operaciones convencionales.

Otras posibles fuentes de contaminación aérea se relacionan con la producción de polvo y partículas finas por el manejo de grandes volúmenes de cemento, arcilla (principalmente bentonita) y arena, requeridas en las operaciones de perforación, cementación y soporte de fracturas. En estas operaciones, las normas de salud ocupacional y de manejo de materiales de construcción son obligatorias en la minimización de este tipo de emisiones, la protección de trabajadores y la de las comunidades circundantes (ver sección 8.2).

7 ACTIVIDAD SÍSMICA Y SISMICIDAD INDUCIDA

7.1 ACTIVIDAD SÍSMICA EN EL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Hay reportes de casos de aumento de la actividad sísmica en otros países en donde se realiza la producción de hidrocarburos en roca generadora. Estos reportes han producido temor en las comunidades por la eventual afectación en las regiones sujetas a exploración de rocas generadoras de hidrocarburo.

La literatura científica ha evidenciado que la inyección de fluidos en el subsuelo es la causa principal de aumento de la actividad sísmica, pero que se requieren volúmenes y frecuencias permanentes para incrementarla. La extracción de hidrocarburos de roca generadora es un proceso realizado en un corto período que puede generar aumento en el número de eventos de baja energía en la zona de producción, mientras que la disposición final de aguas residuales asociada a dicha actividad puede promover la ocurrencia de eventos de mayor energía sísmica.

El Valle Medio del Magdalena es una región con tectónica activa derivada principalmente del levantamiento de la Cordillera Oriental y el desplazamiento de la región montañosa andina hacia el noreste (Kellogg y Bonini, 1982; Egbue *et al.*, 2014; Mora, 2019). Varias fallas que limitan o cruzan parcialmente la cuenca presentan evidencias de desplazamiento tectónico reciente, con tasas entre <0.2 mm/año hasta 3 mm/año (París *et al.*, 2000; Jiménez *et al.*, 2015). Para dar una idea de dicha actividad, se puede tomar como referencia una falla de alta actividad sísmica, como la de San Andrés en California, con tramos en el rango 5-7 mm/año y expectativas de sismos de magnitud mayor o igual a 7 ($M_w \geq 7$) (Michael *et al.*, 1999).

La distribución de epicentros ubicados en los primeros 50 km de profundidad (espesor aproximado de la corteza terrestre en el VMM según Poveda *et al.*, 2015) y reportados por el Servicio Geológico Colombiano (SGC) entre 1993 y 2018, permite detectar relevante actividad sísmica, principalmente hacia la región sur de la cuenca y a lo largo de los piedemontes de las cordilleras Oriental y Central. Las áreas donde potencialmente se proyecta realizar la actividad de pilotos de exploración de YRG sugieren una menor presencia de eventos sísmicos en áreas entre Barrancabermeja y Aguachica (sector norte) con respecto a la zona entre Barrancabermeja y Cimitarra (sector sur). En cualquier caso, la sismicidad en toda esta zona es relativamente baja comparada con la presente en el sector sureste de la cuenca, en particular en la zona del piedemonte de la Cordillera

Oriental. Se puede inferir que,¹² para la parte más superficial de la región sur del área donde se encuentran asignados contratos de YRG, existe mayor probabilidad de ocurrencia de eventos de magnitudes más pequeñas con respecto a la región norte. A su turno, hacia la región norte existe más probabilidad de ocurrencia de eventos con mayores magnitudes, pero menos frecuentes que en la zona sur.

En tal sentido, y en caso de que se inicien los procesos de estimulación hidráulica y de inyección y reinyección de aguas, es necesario mantener la evaluación de una línea base de la actividad sísmica de la zona de interés que permita comparar la respuesta sísmica. Esto solo es posible con el despliegue instrumental que realiza el Servicio Geológico Colombiano (SGC) y los arreglos sísmicos específicos que deben desplegar las compañías sobre sus proyectos de YRG, los cuales deberán mantenerse a largo plazo para garantizar este tipo de ejercicios comparativos.

7.2 SISMICIDAD INDUCIDA Y CONFINAMIENTO SUBTERRÁNEO DE FLUIDOS

El Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS, por sus siglas en inglés) señala que no es la técnica del *fracking per se* la causante de la sismicidad inducida, sino que es la consecuencia de procesos de inyección de fluidos como método de confinamiento y disposición final. Esto guarda relación con el hecho de que los estratos identificados para estas operaciones deben cumplir ciertas condiciones de permeabilidad, confinamiento y calidad que permitan: 1) que la formación geológica “reciba” la inyección; 2) que estos fluidos permanezcan en dicho estrato y, 3) que los fluidos que ocupan estas formaciones no sean útiles para el consumo humano o el desarrollo de actividades que así los requieran.

Respecto a la magnitud de eventos sísmicos asociados a la estimulación hidráulica, diversos trabajos en la literatura científica sugieren que las magnitudes típicas tienden a ser negativas; es decir, que, debido a la naturaleza logarítmica de la escala de magnitudes, dichos valores negativos se traducen en la emisión de muy poca energía (Wessels *et al.*, 2011; Maxwell, 2014).

En contraste con este concepto de microsismicidad derivada de la estimulación, se han documentado magnitudes hasta Mw 4,7 en China (Lei *et al.*, 2017) y Mw 5,8 en Estados Unidos (Scanlon, 2019), asociados a disposición de grandes volúmenes de agua. Para el primer caso de microsismicidad asociada exclusivamente a la estimulación, Maxwell (2014) muestra que, durante los procesos de estimulación lateral multietapa, los eventos

¹² Se infiere atendiendo al concepto del “parámetro b” (Sherear, 2009), explicado en el Anexo A, y utilizando el catálogo nacional de eventos sísmicos del SGC para el período 1993-2018.

se alinean a lo largo de los pozos laterales, a distancias de hasta decenas de metros de la zona estimulada y con magnitud negativa ($M_w < 0$). Dicha microsismicidad tiende a valores de menor magnitud que los eventos naturales, lo que permitiría discriminar la actividad sísmica natural y la derivada de la estimulación hidráulica.

En Colombia, en una operación de estimulación convencional se detectaron 829 eventos entre 11 días antes y 10 días después a la estimulación. En dicho período se registraron eventos en el rango negativo de magnitud-duración (M_d) entre -2.5 y -0.9, y distancias entre el sitio de estimulación y las soluciones hipocentrales menores a 100 m, confirmando las expectativas teóricas respecto a las magnitudes y distancias máximas esperadas.

La sismicidad inducida de mayor energía, derivada de grandes volúmenes de inyección de fluidos residuales, se genera por dos causas principales: 1) un aumento en la presión del líquido de los poros, y 2) un cambio en el estado del estrés que puede provocar la reactivación de fallas o fracturas existentes (Healy *et al.*, 1968; Raleigh *et al.*, 1976).

Modelos numéricos recientes sugieren que los fluidos viajan hasta centenares de metros, mientras que la presión de poro se extiende hasta distancias del orden de kilómetros (Brown y Ge, 2018). Este tipo de observaciones tiene especial importancia para dar respuesta a la preocupación manifestada por algunos miembros de las comunidades consultadas sobre la distancia mínima de las operaciones de inyección, con respecto a la ubicación de cabeceras municipales o infraestructura vital.

En cualquier caso, la ocurrencia de eventos sísmicos inducidos durante las operaciones de inyección residual parece un proceso inevitable. Sin embargo, se han realizado algunos esfuerzos para reducir las magnitudes de los eventos más significativos desencadenados por la inyección de fluido y reemplazarlos con una nube de muchos eventos de magnitud más pequeña con energía total equivalente (Zang *et al.*, 2018).

En las cuencas de Bakken, Eagle Ford, Permian y Oklahoma (cuencas productoras de hidrocarburos no-convencionales en EE. UU.), la sismicidad ha sido asociada estadísticamente con: 1) la tasa de disposición de fluidos de retorno y aguas de producción, 2) el volumen acumulado de dichos fluidos, y 3) la proximidad con el basamento cristalino.

Particularmente, para el caso de Oklahoma, donde el basamento cristalino es más superficial (0,6-2,4 km), lo cual parece un controlador relevante del fenómeno, se han generado directivas para mitigar la sismicidad a partir de reducir: 1) las tasas de inyección de fluidos de retorno y aguas de producción, y 2) los volúmenes de inyección regional en un 40% en relación con el total del año 2014 en pozos que alcanzan el basamento. Esto

resultó en una reducción del 70% en el número de eventos ($M \geq 3$) en el 2017, en relación con el pico de sismicidad del 2015.

La comprensión de los vínculos entre la gestión de estos fluidos y la sismicidad ha permitido desarrollar una variedad de caminos para reducir los futuros impactos adversos de la gestión del fluido de retorno y las aguas de producción, incluida su reutilización para la estimulación hidráulica.

Si atendemos este último ejemplo, podemos establecer como parámetros gobernables por los operadores y controlables por las autoridades para reducir la generación de eventos sísmicos energéticos: 1) la tasa de disposición de fluidos de retorno y aguas de producción, y 2) el volumen acumulado de dichos fluidos. Sin embargo, será necesario realizar un trabajo detallado previo a las actividades de estimulación hidráulica en la cuenca para identificar las zonas con basamento más profundo y las condiciones petrofísicas apropiadas para la inyección de los fluidos de retorno y para las aguas de producción.

En cuanto a las hipótesis sobre el potencial de reactivación de fallas superficiales que tendrían los fluidos inyectados, o incluso su capacidad para contaminar acuíferos superficiales, parecen ser hipótesis difíciles de demostrar a la luz de las referencias bibliográficas consultadas con evidencia empírica adquirida hasta la fecha. De hecho, las simulaciones numéricas ilustran casos que descartan dichos escenarios (Rutqvist *et al.*, 2013; Birdsell *et al.*; 2015; Pfunt y Himmelsbach, 2016).

Adicionalmente, algunas ideas propuestas por Zoback *et al.* (2010), y utilizadas posteriormente para explicar posibles fugas a través de caminos permeables como fallas que se propagan hasta superficie (Yudhowijoyo, 2018), podrían exigir complejos y costosos experimentos geofísicos difíciles de desplegar para validar su posible ocurrencia y naturaleza. De nuevo, la evidencia sismológica asociada a eventos relativamente distantes de las áreas de inyección de fluidos de retorno y aguas de producción sugiere que el papel de los fluidos es menor en comparación con el efecto de la presión de poro (Brown y Ge, 2018).

En cualquier caso, solo estrategias fuertes de seguimiento, inspección, vigilancia y acompañamiento a los operadores pueden ser garantía para el manejo de volúmenes de agua de gran magnitud. Pero esta labor debe ser acompañada por la investigación e innovación que permitan el tratamiento y reutilización de estas aguas, ya que, al igual que los yacimientos, los almacenamientos subterráneos no son infinitos.

7.3 RECOMENDACIÓN PARA MEJORAR LA REGLAMENTACIÓN

Con respecto a la sismicidad producida por la inyección de fluidos de retorno y aguas de producción, la Resolución 90341 del 2014 del Ministerio de Minas y Energía se anticipa a los requerimientos técnicos y procedimientos efectivos para el monitoreo sísmico durante los procedimientos para la exploración y explotación de YRG. En particular para el monitoreo sísmico, se materializa operativamente mediante la Resolución D-149 del 2017 del SGC.

En efecto, la Resolución 90341 del 2014 es cuidadosa al considerar aspectos de la operación que puedan desencadenar sismicidad cercana a potenciales fallas activas en el área, y fuentes regionales con referentes históricos. Deja entonces sobre el operador la responsabilidad de identificar y sustentar ante la autoridad ambiental las estrategias técnicas que minimicen la amenaza inducida y los mecanismos que reduzcan la presión de poro ante el proceso de reinyección de fluidos de retorno y aguas de producción.

La reglamentación exige al operador suspender las actividades de inyección en caso de que se presente un evento sísmico $M > 4$, con epicentro ubicado dentro del área cuyo radio en torno al pozo donde se realizan las operaciones sea de dos veces la profundidad del pozo y a una profundidad hipocentral menor de 16 km. En general, los artículos 12 y 14 de dicha resolución ponen en consideración distancias conservadoras respecto a los antecedentes de sismicidad en la zona, distancias mínimas a considerar respecto a fallas en la zona de influencia de la operación, y escenarios en los que se debe evaluar la amenaza sísmica.

A pesar de que dicha resolución considera importantes aristas del problema, los principales parámetros que gobiernan la generación de sismos no han sido contemplados en la reglamentación: 1) estimación al detalle del basamento cristalino e identificación de sitios adecuados para inyección a nivel de cuenca; y 2) mecanismos de control efectivos para el monitoreo permanente de la tasa de disposición de fluidos de retorno y aguas de producción, el volumen acumulado de dichos fluidos y su asociación con la sismicidad inducida en la región. Por tanto, se debe ajustar la regulación en este sentido, previamente al inicio de futuras operaciones.

Así mismo, es necesario considerar que, dada la conflictividad de la comunidad con los operadores, principalmente en lo relacionado con las expectativas socioambientales, será necesario que los parámetros mencionados se definan y controlen permanentemente con garantes de confianza para ambas partes. Quizás un consorcio académico con la participación de diversas universidades de Colombia, la autoridad ambiental local y nacional, la Defensoría del Pueblo y un programa de formación técnica permanente de

arraigo regional sean los garantes para una adecuada operación y control de la sismicidad y de las posibles afectaciones sobre los diferentes acuíferos presentes.

8 SALUD PÚBLICA

Durante las reuniones con las comunidades y grupos de interés se plantearon dudas y se hicieron algunas afirmaciones sobre los efectos en la salud humana generados por la explotación de yacimientos de roca generadora (YRG) para obtener gas y petróleo.

En las redes sociales y en la prensa hay numerosas referencias a peligros potenciales tan serios como cáncer, daños al sistema nervioso central, al sistema endocrino, al sistema reproductor y al sistema respiratorio, así como irritación de la piel y las mucosas, y efectos psicológicos y sociales en las comunidades cercanas a las instalaciones de producción de YRG.

Frente a estas inquietudes, se ha planteado el argumento de que la explotación de YRG se puede hacer de manera segura, con beneficios como energía más amigable con el medio ambiente que el carbón, seguridad energética, menores precios en la energía, mayor competencia, y aumento del empleo y del desarrollo local.

Se realizó una revisión sistemática de la literatura científica disponible sobre los impactos de la explotación de YRG en la salud humana, para así dar un concepto frente a los riesgos que existen para la comunidad, particularmente para aquellos que se encuentran habitando en los sitios donde se planea este tipo de explotación, así como las áreas adyacentes, sin dejar de lado a los trabajadores. Además, se exploró la evidencia científica que soporta la afirmación sobre la seguridad de dicha explotación cuando se cuenta con la regulación adecuada, y se revisaron las propuestas sobre esta regulación.

A pesar de que la Sociedad Colombiana de Medicina del Trabajo emitió un concepto de manera separada al presente, durante nuestra revisión sistemática se incluyeron los artículos que investigan la salud de los trabajadores, por considerarlo enmarcado dentro de la salud pública. Se aclara, sin embargo, que los riesgos laborales no fueron el énfasis de esta revisión.

Al no haberse encontrado literatura significativa referente al período de exploración, que delimita el alcance del trabajo de la comisión, se han inferido recomendaciones para salvaguardar la salud humana de las comunidades en las áreas cercanas a las actividades de FH y a los trabajadores durante el período de exploración, y el establecimiento de medidas previas a la etapa de explotación, en caso de que se dé.

8.1 METODOLOGÍA

En noviembre de 2018 se realizó una búsqueda en los portales de revistas científicas PubMed y Scopus utilizando los términos libres "fracking"[all fields] OR "hydraulic fracturing"[All Fields] OR ((unconventional OR flowback OR shale) AND (gas OR oil)). En la revisión de Scopus, se incluyeron todas las publicaciones clasificadas bajo disciplinas de la salud humana (Medicine, Biochemistry, Genetics and Molecular Biology, Psychology, Immunology and Microbiology, Nursing, Health Professions).

Los títulos y resúmenes de todas las referencias encontradas fueron evaluadas por lo menos por dos revisores con experiencia en revisiones sistemática de la literatura. Se incluyeron todos los artículos que evaluaran efectos de la extracción no convencional de petróleo o gas en la salud humana o animal, sin límite de idioma, y que hubieran sido publicados en los últimos veinte años. Posterior a esto se aplicó la metodología "bola de nieve", que consiste en revisar la bibliografía de todos los artículos seleccionados para incluir dentro de la revisión todas aquellas publicaciones que tuvieran un título relevante.

El Anexo B muestra el proceso de selección de los artículos publicados en revistas indexadas y los resultados de la revisión. En total, se encontraron 2420 referencias (640 en Scopus y 1780 en PubMed) de los cuales se excluyeron 296 artículos por repetidos y 1958 artículos por ser irrelevantes para la revisión.

8.2 RESULTADOS DE LA REVISIÓN DE LA LITERATURA CIENTÍFICA

El proceso de fracturación hidráulica incluye el empleo de químicos potencialmente peligrosos para la salud humana y requiere, además, de grandes cantidades de arena y agua. Se ha cuestionado así el impacto que se genera en el aire, en la contaminación de agua con los químicos usados y con contaminantes de origen subterráneo y, a su vez, el efecto que esto tendría en la salud de las comunidades que se benefician de la tierra, el agua y el aire adyacente a los pozos de fracturamiento.

La revisión de la literatura se centró en investigar los efectos de la explotación de YRG a la salud realizando una aproximación desde la posible contaminación del aire y del agua y su impacto en la fauna, la flora bacteriana, los sistemas endocrino, respiratorio, reproductivo y neurológico, así como su impacto en la esfera psicológica y social de las comunidades aledañas a los pozos. Además, se resumieron las fortalezas o las limitaciones de la literatura científica existente y se evaluaron las estrategias de mitigación, relacionadas con la salud pública, así como las necesidades de investigación posterior.

Es importante aclarar que el propósito de investigar la asociación entre la explotación de YRG y los efectos en salud es determinar si existen vínculos causales entre la exposición y la enfermedad. Sin embargo, para atribuir efectos en salud a un riesgo específico es necesario cumplir algunas condiciones: debe existir la evidencia de un riesgo, debe haber una cantidad suficiente de este riesgo para causar un daño en la salud, y la exposición al riesgo debe ser previa a cualquier desenlace en salud.

El término “causalidad” se emplea cuando existe evidencia sólida y suficiente sobre la relación entre el riesgo y el desenlace mientras que el término “asociación” se refiere a la relación estadística entre el riesgo y la frecuencia del desenlace. De esta manera, mientras exista una relación estadística, existe una asociación.

La relación estadística no es suficiente para probar causalidad puesto que pueden existir factores de confusión que pueden relacionarse con la exposición, y con las variables de interés. Establecer causalidad absoluta es raro en términos de salud y rara vez lograble en un corto o mediano plazo de observación, como se podría clasificar el tiempo durante el que se ha desarrollado la técnica de explotación de YRG en los países de donde provienen los estudios revisados. Por esta razón, en el presente reporte se clasifica la calidad de la evidencia y la fuerza de la asociación.

Según lo revisado se concluye:

Aunque la relación estadística no es suficiente para demostrar causalidad, esto no quiere decir que las asociaciones sean despreciables o que no constituyan evidencia suficiente para alarmar sobre efectos en salud, puesto que en el contexto de una técnica reciente con evidencia limitada como lo es la extracción de YRG, sería erróneo negar una probable relación causal.

Existe evidencia moderada para asociar la extracción de YRG con detrimento en la calidad de aire y con enfermedades del sistema respiratorio. No obstante, puesto que la exposición al aire sería permanente en una eventual etapa de explotación y los desenlaces con los que se ha relacionado serían crónicos, irreversibles y en ocasiones fatales, se considera que no existe razón científica por la cual se pueda suponer que la técnica es inocua, ni se puede afirmar con certeza de que no causará daño en la población adyacente, en caso de que sea expuesta de manera continuada durante una eventual etapa de explotación.

Una preocupación, de moderada a alta, se da en las comunidades locales: la contaminación de agua con fluidos producidos por la extracción de YRG. Se halló evidencia experimental de laboratorio que prueba que la contaminación de los cuerpos de agua con fluidos

producidos durante la extracción es citotóxica para humanos y animales y que, además, tiene un alto nivel de sospecha de generar disrupción en el sistema endocrino.

Existe también una asociación entre las gestaciones con algún tipo de complicación durante la gestación, o en el recién nacido, y la distancia de la vivienda al pozo de extracción no convencional. Aunque la evidencia es inconclusa y con limitaciones, existe una cantidad importante de estudios que soportan esta hipótesis. Además de esto, se sospecha una relación entre extracción no convencional y defectos del desarrollo embrionario con consecuencias irreversibles, crónicas y potencialmente fatales. Puesto que las personas en gestación y los neonatos son parte de la población más vulnerable y hacen parte de las poblaciones protegidas en el marco de los Objetivos del Desarrollo Sostenible, se considera que el riesgo al que se expondría la población y la fuerza suficiente de la asociación, soportan la decisión de proteger a estas poblaciones de cualquier exposición al riesgo.

Se considera, además, que, aunque la evidencia que relaciona la extracción de YRG con cáncer tiene limitaciones, los estudios revisados sugieren una asociación positiva entre malignización de las células asociada con la implementación de la técnica, especialmente relacionada con leucemia y cáncer de vejiga.

Los estudios revisados muestran preocupación por la distribución del riesgo y de los beneficios, puesto que, en las encuestas realizadas, los habitantes refieren mínimos beneficios y coinciden en relatar dificultades psicosociales y aumento de la contaminación sonora y lumínica.

Con respecto a los trabajadores, se considera que el trabajo de extracción tiene riesgos inherentes como accidentes. Existe evidencia de que la extracción en YRG podría exponer a los trabajadores a sílice, por lo cual se deben tomar precauciones para cuidar a los trabajadores de padecer silicosis y, probablemente, de cáncer pulmonar.

Se ha reclamado que, aunque el riesgo para la salud humana existe, se puede mitigar con regulación. Empero, es importante mencionar que la ausencia de evidencia concreta de riesgo de ninguna manera se equipara a la evidencia de ausencia de riesgo.

Nuestra revisión tiene fortalezas y limitaciones. Entre las fortalezas, contamos con un equipo de investigadores en entrenamiento constante, tomamos en cuenta los artículos de revisión y los originales, tomamos evidencia de una cantidad importante de países y, además, evaluamos los conflictos de interés presentados en cada uno de los artículos.

Dentro de las limitaciones del estudio no se realizó auditoría de calidad a los artículos incluidos, esto por las diferentes metodologías que fueron incluidas, además de las

limitaciones inherentes a las revisiones sistemáticas que implican, por ejemplo, que los desenlaces medidos por los autores de los artículos originales difieran entre ellos, así como el tiempo de seguimiento o los tamaños y mecanismos de selección de la muestra.

Aunque se siguen realizando un número creciente de investigaciones al respecto que aclararán el escenario a mediano plazo, la evidencia científica en salud actual sugiere que la explotación de YRG podría generar riesgos para la salud pública.

Sin embargo, dadas las condiciones económicas del país y la oportunidad que representa incrementar la producción de hidrocarburos mediante la exploración y eventual extracción de hidrocarburos de YRG, se recomienda, como mínimo, cumplir con las condiciones que se mencionan a continuación para el período de exploración y los PPII.

8.3 RECOMENDACIONES PARA CONTROL DE SALUD PÚBLICA

8.3.1 Estadísticas de base

Se debe crear estadísticas de base en salud que incluyan a todas las personas que viven en las zonas consideradas de riesgo. Los datos para contemplar en esta línea de base deben ser establecidos por un equipo de trabajo en el que participen el Ministerio de Salud y Protección Social, la Academia Nacional de Medicina y la Asociación Colombiana de Sociedades Científicas, entre otros representantes del sector.

La línea de base debe comprender las estadísticas de natalidad (incluyendo registros de los riesgos del embarazo, peso al nacer, edad gestacional e incidencia de malformaciones en el desarrollo), enfermedades de vías respiratorias (incluyendo infecciones del tracto respiratorio y exacerbaciones de enfermedades crónicas como asma y EPOC) e incidencia de cáncer (siguiendo la metodología establecida para este tipo de registros).

Se considera que para que esta línea de base sea significativa para estudios *a posteriori*, no debería hacerse como una muestra puntual, sino que debe contener información que sea continua, dinámica y evolucionada durante un periodo de tiempo a definir por el equipo de trabajo antedicho.

8.3.2 Distancias mínimas

En cuanto a la distancia necesaria de las áreas residenciales de los pozos de extracción, existe evidencia que sugiere que no es seguro habitar a menos de 2,5 km de distancia de las instalaciones de producción, por lo que se considera prudente que, una vez definidos los lugares geográficos en donde se realizará la exploración de YRG, un grupo interdisciplinar evalúe la dinámica del aire y su calidad, las corrientes de agua y el relieve del terreno para

definir una distancia en la cual, con el aval del comité en salud mencionado anteriormente, se defina apto o no para la residencia humana durante los PPII.

9 CAPACIDAD INSTITUCIONAL

9.1 LEGISLACIÓN E INSTITUCIONES AMBIENTALES

La legislación ambiental en Colombia es compleja y relativamente completa, pero la falta de cumplimiento de las normas ambientales en Colombia es muy elevada y está asociada a precarios niveles de supervisión, control y monitoreo (OCDE, 2014; Rudas, 2018). Las deficiencias en la gestión ambiental y la escasas de presión y de supervisión de la ciudadanía sobre las instituciones no obedecen a falta de legislación (Ruiz & Castillo, 2018). En consecuencia, este análisis no se centra en la legislación que, según el Consejo de Estado (2018), es deficiente para el caso de los YRG. La discusión que debe ser superada antes de iniciar la exploración está en la falta de capacidad institucional para exigir el cumplimiento de la legislación y las condiciones de la licencia ambiental precisadas en los planes de manejo ambiental (Fierro, 2018). Esto es consecuente con la afirmación del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA, Informe, enero, 2019) que registra un aumento en la legislación ambiental mundial, pero un fracaso en su aplicación.

Según Julio Fierro (2016 y 2018), en los pocos casos en los que ha habido evaluación independiente de los expedientes ambientales asociados a explotación en yacimientos convencionales (Cuida, 2015; y OCA, 2017; entre otros), se ha percibido gran debilidad institucional. Se ha presentado contaminación ambiental de aire, aguas superficiales y subterráneas, suelo y subsuelo somero. En el *fracking*, los riesgos son mayores y diferentes (Fierro, 2016), lo que exige mayores capacidades institucionales (Manuel Rodríguez, reunión con el Comisión de expertos, diciembre 12, 2018).

La ANLA presenta grandes debilidades institucionales para liderar la gestión ambiental y exigir el cumplimiento de la legislación por parte de los operadores, según la auditoría realizada por la Contraloría General de la República para la vigencia 2015 (CGR-CDMA, 2016). Esta información fue ratificada por Rudas (2018).

Esta circunstancia ha generado gran desconfianza social frente a la autoridad ambiental por los efectos negativos para las localidades, asociados a la extracción de hidrocarburos. El argumento de las comunidades es que, si no se logran superar las limitaciones institucionales, hoy identificadas en el seguimiento y control a las actividades en los yacimientos convencionales, estas se proyectarán de forma aumentada a los YRG. Según Rudas & Cabrera (2017) la extracción de hidrocarburos, en muchos casos, ha incrementado el nivel de conflictividad en las regiones y ha generado indicadores socioeconómicos deficientes.

Con base en lo anterior, se hace necesario pasar de actos de voluntad, que se manifiestan en documentos de política ambiental y piezas legislativas, a ejecutar las políticas haciendo cumplir la legislación y las metas e indicadores con procedimientos concretos y efectivos.

9.2 TRANSPARENCIA

La sociedad tiene derecho a conocer toda la información relativa a las actividades que son de interés colectivo y, con mayor razón, de aquellas que pueden afectar sus modos de vida y su salud. Las mejores prácticas internacionales incluyen obligaciones de revelación de toda la información de interés para la comunidad como un pilar de la formación de confianza en la industria y en las instituciones del Estado, que deben tener como misión principal contribuir al bienestar de la comunidad, antes que la protección de los intereses comerciales de las empresas.

Los integrantes de la Comisión pudieron experimentar la dificultad que representa buscar acceso a información disponible en instituciones del Estado, y que es de interés público. Fue muy difícil tener acceso a toda la información que se consideró relevante para analizar algunos de los aspectos centrales del mandato que le fue encomendado.

Ante legislación similar y con las mismas herramientas tecnológicas, el comportamiento de los operadores es distinto en cada caso según la capacidad de seguimiento y control de la autoridad ambiental (Manuel Rodríguez, en presentación a la Comisión de Expertos, enero de 2019) y de las comunidades locales. Por esta razón, es clave que la institucionalidad se fortalezca, simultáneamente, en aspectos técnicos y en el desarrollo de su capacidad de transferir, de manera permanente y en forma adecuada, la información a las comunidades para que estas apoyen, de manera constructiva, el cumplimiento de la legislación ambiental por parte de las empresas.

El libre acceso a la información es el fundamento de la construcción de confianza entre la población y las instituciones del Estado. En todos los casos de experiencias internacionales analizados en la sección 12, los mecanismos de transferencia de información a las comunidades han sido y son claros y efectivos.

La información que la sociedad y las comunidades manejan sobre las características técnicas y los riesgos reales de los procesos de extracción de hidrocarburos es deficiente y las instituciones públicas (ANLA, ANH, SGC) no la facilitan de una manera adecuada.

La ANLA incumple con la obligación de publicar oportunamente todos los trámites de contratación en la web SECOP – Colombia Compra Eficiente (Rudas, 2018 y CGR, 2017) y hay violación por parte de la ANLA a los principios establecidos en la Ley de

Transparencia y Acceso a la Información Pública, lo cual podría llevar a sanciones disciplinarias (CGR, 2017).

La falta de transparencia, no solo en la ANLA sino también en diversas entidades públicas, genera rechazo en la sociedad civil a los procesos extractivos. La presión social que ha surgido recientemente mejora la capacidad local para exigir el cumplimiento de la normatividad (Ruiz & Castillo, 2018). La transparencia en la información, desde todas las entidades públicas, es condición necesaria para reconstruir la confianza entre la sociedad civil, las instituciones públicas y los operadores.

9.3 NECESIDAD DE FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL

Por las experiencias internacionales estudiadas para este informe, se puede afirmar que el papel de las instituciones encargadas de regular, monitorear y controlar las actividades relativas al fracturamiento hidráulico ha sido determinante en las decisiones políticas en los países y estados federales que las han permitido.

Sin una institucionalidad fuerte y creíble no es posible ganar la confianza de la población en la capacidad del Estado para garantizar su seguridad y su bienestar. Ante un ambiente político enrarecido por la propaganda adversa, la confianza del público en sus instituciones es un elemento fundamental para obtener el consentimiento de las comunidades (la llamada “*licencia social*” que se abordó en la sección 3).

Si bien la normatividad aplicable a la actividad de FH es abundante y la regulación técnica es moderna y conservadora, según el criterio de los especialistas de la Comisión en áreas técnicas específicas, hay algunas recomendaciones concretas para mejorar el marco regulatorio. A esto se suman las observaciones del Consejo de Estado (2018). Sin embargo, la normatividad no es el aspecto crítico, más sí lo es la baja implementación de la legislación ambiental (OCDE, 2014).

La capacidad institucional actual no asegura la aplicación de las normas ambientales. El monitoreo y seguimiento a las licencias ambientales en los procesos de extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales es deficiente. Si no se mejora la capacidad institucional de las autoridades técnicas, ambientales y de salud pública, no hay garantía de que las actividades en los YRG se realicen generando el mínimo impacto ambiental posible y protegiendo la salud pública.

Las instituciones encargadas de asegurar el cumplimiento de las normas y los reglamentos no tienen la capacidad requerida. ANH, ANLA y las CAR no se han consolidado como instituciones estables, fuertes e independientes. Se recomienda hacer un diagnóstico de su

diseño institucional para que se liberen de influencias políticas, se garantice su independencia y la estabilidad de buenos funcionarios, y se asegure su financiación para que puedan cumplir con su misión de vigilancia, monitoreo y control.

Para mejorar su efectividad y evitar conflicto de intereses entre las entidades que asignan los derechos de exploración y producción, las que expiden las licencias ambientales y sancionan, y las que hacen la vigilancia y el control, una alternativa es crear una autoridad tipo superintendencia, o similar, que sea profesional, estable, fuerte e independiente, con capacidad sancionadora, y que vigile el cumplimiento de la normatividad, el desempeño ambiental y el de seguridad de las actividades petroleras (y mineras, eventualmente).

Otro aspecto por destacar es que se requiere mayor capacidad institucional de las entidades responsables de gestionar el desarrollo local y una oportuna supervisión de entes gubernamentales idóneos para lograr que extraer petróleo se convierta en motor para la gestión de “territorios sostenibles” (ver sección 3) y evitar que sea fuente de conflictos sociales. Lo anterior debe armonizarse con el apoyo al desarrollo de las organizaciones de la sociedad civil gestoras de la sostenibilidad a nivel territorial.

Para hacer efectiva la participación de las comunidades y de los diversos grupos de interés en los territorios es clave establecer relaciones directas, procesuales y con vocación de permanencia. Las acciones puntuales, instrumentales, y la intermediación o injerencia de actores externos con agendas diferentes a las de los grupos de interés del territorio son un serio obstáculo para construir relaciones sostenibles y de confianza.

La sostenibilidad económica sectorial es una condición necesaria, pero no suficiente. La institucionalidad ha sido incapaz de crear sistemas de información técnica, geográfica, ecosistémica, poblacional y estadística, integrados a escala territorial, que permita lecturas claras para tomar decisiones asertivas y poder, así, usar parte de los excedentes generados por la extracción de hidrocarburos para proteger, emplear racionalmente y de manera sostenible la oferta natural y sus servicios ecosistémicos. Esto es soporte indispensable para la gestión de un territorio sostenible.

Lo anterior tiene como consecuencia que hoy la exploración de YRG no cuente con “*licencia social*”. Incluso, la oposición a la exploración de YRG mediante el uso del *fracking* se ha convertido en parte esencial de la polarización ideológica con fines electorales, que ha dividido al país y está creando condiciones para inaugurar nuevos ciclos de violencia directa, estructural y simbólica.

Recomendamos que, previamente a iniciar un Proyecto Piloto de Investigación Integral (PPII-ver sección 13.1), se tenga claridad sobre los términos de referencia para crear una

propuesta de fortalecimiento institucional, tanto de las entidades nacionales como de las regionales y locales, relacionadas con la ejecución del proyectos de FHPH. Es indispensable que dichos términos lleven a una capacidad institucional por lo menos similar a la de aquellos países donde se adelanta la exploración y explotación de YRG como proyectos piloto o en términos comerciales. Sugerimos tener como referentes los casos de Alemania, Inglaterra y algunos estados de los EE. UU.

En Colombia, la limitada capacidad de seguimiento y control se ve agravada por las dificultades que enfrenta el Estado para garantizar que los casos de sabotaje y vandalismo sean suficientemente controlados. Un factor que ayudaría a resolver esta problemática sería el apoyo ciudadano, para lo cual la *licencia social* y los beneficios locales son cruciales.

Otra expresión de incapacidad institucional que genera gran desconfianza en la ciudadanía es la falta de conceptualización y del establecimiento de los procedimientos para la gestión integral de los impactos ambientales generados por la industria de los hidrocarburos, que ponen en riesgo la salud humana, los ecosistemas estratégicos o los bienes o servicios ambientales que estos prestan (Rudas, 2018). La falta de gestión también se asocia a la corrupción en algunas entidades públicas (CGR, 2018).

Como se deduce de diversas intervenciones de miembros de la comunidad, en reuniones adelantadas por la Comisión, antes de hacer un proyecto piloto de explotación con FHPH es recomendable hacer un proyecto piloto que demuestre la capacidad institucional para el seguimiento y control de las actividades propias de los yacimientos convencionales. En dicho proyecto debe lograrse un acuerdo sobre la metodología para compensar los efectos económicos negativos asociados a los impactos ambientales que ha dejado la explotación de hidrocarburos de yacimientos convencionales en los territorios donde se pretenda adelantar la explotación por medio de FHPH. Para cada caso, según la legislación y los términos de los contratos, se debe identificar quién debe costear y gestionar dicha compensación: si el Estado colombiano o la empresa operadora.

Se requiere, también, montar un sistema de información adecuado que permita hacer seguimiento en línea a los impactos ambientales de la producción minero-energética y a la distribución y uso de los excedentes generados por esta actividad (Rudas, 2018 y Reuniones Comisión, noviembre 2018).

Adicionalmente, y tal como ahora se hace en países que permiten el *fracking* (ver Government UK, *Guidance on fracking: developing shale gas in the UK.*), es imprescindible contar con información completa sobre los productos químicos que se pretenda usar en actividades de exploración y explotación de YRG.

La atención al objetivo de conservar los mayores estándares en toda la cadena del proceso de producción exige estabilidad laboral, inversión financiera y técnica consecuente en los diversos aspectos de fortalecimiento institucional. Esta inversión presenta un gran rezago, pues, ante un crecimiento constante de la actividad minero-energética, ha habido estancamiento e incluso una reducción en los recursos asignados para hacer seguimiento desde la autoridad ambiental (Consejo Nacional de Planeación 2014 & 2018; Rudas, 2018).

Recomendamos que durante la etapa de ejecución del PPII se adelante el fortalecimiento institucional de las entidades involucradas, incluyendo la ANLA, la ANH, el Servicio Geológico Colombiano y la institucionalidad departamental y municipal asociadas al uso de las regalías y a otros excedentes generados por los hidrocarburos. Estos recursos, como se ha anotado, deberían ser invertidos en el apoyo al desarrollo socioeconómico y la sostenibilidad ambiental en el área de influencia de los YRG.

9.4 INSTITUCIONALIDAD REGIONAL

El impacto del sector de hidrocarburos en las regiones productoras ha estado limitado por la falta de capacidad institucional y la incidencia del conflicto armado. Estos aspectos constituyen barreras para que las regiones productoras se beneficien del desarrollo de la actividad o de las regalías, lo cual contrasta con la evidencia internacional que muestra, en muchos casos, efectos positivos de larga duración.

Hay retos grandes para aprovechar con mayor intensidad los recursos en el nivel local. Como se menciona en la sección 10 de este documento, el impacto de las regalías ha sido positivo, pero podría aprovecharse más, pues la capacidad de gestión de los recursos públicos es deficiente. Mejorar la capacidad institucional de las agencias locales y regionales resulta fundamental para la identificación, priorización, formulación y ejecución de las asignaciones directas, así como de los proyectos que concursan por los recursos de regalías.

Experiencias internacionales de fortalecimiento institucional de la capacidad de los municipios muestran que, si se dan los incentivos adecuados a los mismos, estos pueden mejorar su gestión de recursos. No obstante, no se cuenta con un diagnóstico detallado de las limitaciones en materia de capacidad de gestión financiera en los municipios petroleros. Un diagnóstico de la capacidad de gestión financiera y fiscal, acompañado de un plan de acción a dos años para fortalecerla, debería ser una condición indispensable para poder avanzar en la explotación de hidrocarburos no convencionales. Esto debe realizarse paralelamente a los PPII, pero su implementación debe estar culminada antes de entrar en

una eventual fase de explotación comercial. Esto incluye la rendición de cuentas en el uso de los recursos públicos de la entidad territorial.

Para que los territorios donde se desarrolle el *fracking* se beneficien en mayor medida de las regalías, se propone el diseño de un programa de colaboración entre el gobierno (ministerios de Minas y Energía, y de Ambiente y Desarrollo Sostenible), entidades territoriales, universidades y empresas concentrado en la formulación de proyectos de inversión, los cuales respondan a las necesidades de la población y sus comunidades, que signifiquen un elevado impacto económico/social/ambiental y que estén fundamentados en elevados estándares técnicos y financieros. Este programa debería estar formalmente establecido y obligado a hacer reportes periódicos de sus actividades, gestión y resultados que sean de público conocimiento, particularmente para las comunidades.

Un mecanismo que se recomienda estudiar para establecer el diálogo y reconstruir la confianza con las comunidades consiste en que las empresas petroleras compartan utilidades con las comunidades en las áreas de influencia de la exploración y explotación de yacimientos no convencionales. Las utilidades compartidas por las empresas podrían hacerse fiscalmente neutras si se hacen descontables de las regalías o de los impuestos.

La Comisión considera pertinente aprovechar la etapa de los PPII para corregir las deficiencias que tienen las instituciones del Estado colombiano, incluyendo las autoridades locales, para garantizar la seguridad de las operaciones en la etapa de producción y ganar la confianza de las comunidades.

10 APROXIMACIÓN AL POTENCIAL ECONÓMICO

En las secciones anteriores se discutieron los riesgos asociados a la actividad del *fracking* y se presentaron medidas que permiten mitigar su impacto. Esta sección, por un lado, aborda el potencial que tiene el *fracking* en nuestro país y, por otro, presenta consideraciones sobre el potencial impacto macroeconómico, regional y local del desarrollo de esta actividad, finalizando con algunas recomendaciones de política.

10.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Estudiar el impacto económico de la explotación de yacimientos no convencionales en la economía colombiana es una tarea difícil dado que, hasta el momento, el país no ha tenido experiencia alguna en esa actividad. Esto contrasta con lo que ha sucedido en otros países como Estados Unidos y Canadá, para los cuales existe un desarrollo de la literatura amplio que sugiere que el impacto neto ha sido positivo, a pesar de que en general también indica que se requiere mayor evidencia que permita concluir sobre el balance entre los beneficios económicos y las externalidades negativas asociadas, principalmente, con el medio ambiente (Mason *et al.*, 2015 y Barth, 2013).

Es importante anotar que esta sección se enfoca en los efectos macroeconómicos y constituye un complemento a la revisión de los impactos en el medio ambiente y la salud tratados en apartes anteriores de este informe. Dada la ausencia de evidencia para el caso colombiano, esta sección hace una aproximación al impacto económico del desarrollo de yacimientos no convencionales a partir de la revisión del efecto que ha tenido la explotación bajo métodos convencionales en las últimas décadas, lo cual se complementa con algunas estimaciones concretas sobre el impacto económico del *fracking* realizadas recientemente.

En caso de desarrollarse esta actividad y tener información observada en varias dimensiones, en particular la económica y la ambiental, se podría lograr en un futuro un análisis más integral de los beneficios y los costos del desarrollo de yacimientos no convencionales. Desde el punto de vista económico, el análisis para el caso colombiano reviste gran relevancia por varias razones que se detallan a continuación.

La actividad de petróleo y gas ha impactado la economía a través de diferentes canales: las finanzas públicas, las cuentas externas, la actividad real y el desarrollo local (Perry y Olivera, 2009; López *et al.*, 2013; Villar *et al.*, 2014 y UPME, 2015, Martínez, 2018). Estos impactos han sido crecientes, aunque también imprimen volatilidad a la economía. Son

relevantes y positivos, en los cuatro canales mencionados, en períodos de condiciones favorables de precio y producción. El efecto es contrario en condiciones desfavorables. Sin embargo, aún en períodos desfavorables, la contribución, a pesar de ser reducida, sigue siendo positiva.

Como consecuencia de la caída abrupta de los precios internacionales del crudo desde el segundo semestre de 2014, la actividad exploratoria se ha venido desacelerando, el nivel de reservas viene cayendo y las proyecciones de producción son pesimistas a diez años vista (UPME, 2018 y MFMP, 2018). Esto implica que, de no cambiar esta tendencia de producción, en el escenario macroeconómico previsto para los próximos años, el país tendrá que hacer esfuerzos de ajuste macroeconómico adicionales (MFMP, 2018).

Al lado de estas perspectivas poco alentadoras, varios estudios sugieren que las reservas estimadas de los yacimientos no convencionales son de tamaño significativo (Vargas, 2012; Little, 2017, Ecopetrol, 2019) y se localizan en zonas en las que se ha dado tradicionalmente explotación bajo métodos tradicionales, es decir, en donde existen una infraestructura y unos conocimientos básicos que facilitan el desarrollo de esta actividad.

No se está en un contexto de una economía que no ha tenido actividad en el sector de hidrocarburos y en donde, por tanto, la posibilidad de la explotación de yacimientos no convencionales es una alternativa positiva desde el punto de vista económico, por su contribución al crecimiento, las finanzas públicas, las cuentas externas y el desarrollo local.

Las condiciones en Colombia son diferentes. Es una economía que por tradición se ha beneficiado económicamente de la actividad, pero en la que el desempeño reciente ha sido poco satisfactorio y las perspectivas son pesimistas. De esta manera, la decisión de permitir primero la exploración y luego la explotación de yacimientos no convencionales debe tener en cuenta estas condiciones particulares del país.

En el escenario macroeconómico contemplado en el MFMP (2018), en el que la producción cae, el ajuste fiscal que el país ha tenido que hacer en los últimos años continuaría en el futuro, con repercusiones para el crecimiento económico. Paralelamente, el potencial de reservas en yacimientos no convencionales, que se estima importante, podría revertir esta tendencia por lo menos parcialmente.

Aun cuando es de reconocerse el impacto positivo de la actividad de hidrocarburos en materia económica y la oportunidad que representa la eventual explotación de yacimientos no convencionales, hay espacio para materializar los beneficios que se podrían generar; en particular, para las regiones y sus comunidades.

A nivel central, para mitigar los efectos de la volatilidad de los precios de los hidrocarburos, el gobierno ya ha introducido mecanismos de estabilización mediante fondos de ahorro en el marco de la regla fiscal y del Sistema General de Regalías. Estos mecanismos comenzaron a operar poco antes de que se diera la reducción en los precios del petróleo por lo cual no lograron acumular altos montos de ahorro en el período de bonanza y su impacto contracíclico ha sido limitado.

En el nivel local, si bien la actividad aporta ingresos a los gobiernos subnacionales y tiene impacto en el desarrollo económico, es también a ese nivel en que se perciben las externalidades negativas características de las actividades extractivas.

Adicionalmente, y esto es una limitación que se extiende en todo el territorio nacional, la capacidad institucional para asegurar un manejo eficiente y efectivo de los recursos públicos, entre ellos las regalías, es baja, especialmente en los municipios más pequeños y más alejados, de manera que no logran aprovecharse los beneficios como sería deseable.

Por tanto, en el caso de impulsar la actividad de exploración y explotación de petróleo y gas, bajo métodos convencionales o no convencionales, resulta necesario hacer esfuerzos para fortalecer esta capacidad en las zonas productoras, de manera que los recursos que genera la actividad a través de las regalías se inviertan en proyectos de desarrollo económico y social de gran alcance e impacto, con efectos positivos en el bienestar de las regiones y sus comunidades.

10.2 POTENCIAL ECONÓMICO DE LOS YACIMIENTOS DE ROCA GENERADORA

Las reservas de hidrocarburos convencionales de petróleo y gas han venido presentando una declinación continua desde la década de los 90 cuando se descubrió el campo Cusiana. De acuerdo con cifras de la UPME (2018), desde 2013 las reservas de crudo y gas vienen en descenso, con alguna recuperación en 2017. Mientras en 2013 las reservas remanentes de crudo se situaban en 2.445 millones de barriles, en 2016 se habían reducido a 1.665 millones de barriles. La relación reservas / producción bajó de 6,6 años en 2013 a 5,1 años en 2016. Teniendo en cuenta la producción y las reservas incorporadas en 2017, esta cifra se habría recuperado entonces a 5,7 años.

En el caso del gas, las reservas probadas se redujeron de 5,73 TFC (terapias cúbicas, por sus siglas en inglés) en 2012 a 4,02 TFC en 2016. Dados los niveles de producción, se pasó de un nivel de reservas suficiente para 13,4 años a 10,3 años en ese período. En 2017, se adicionaron reservas para alcanzar una vida media de 11,7 años. En la actualidad, las reservas de petróleo y gas alcanzan 2.446 millones de barriles de petróleo equivalentes (MBOE).

De acuerdo con las cifras del más reciente Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP, 2018), la producción de petróleo pasaría de niveles de 854 millones de barriles por día (MMBPD) en 2017 a 610 MMBPD en 2029; es decir, una reducción de 30% en un horizonte de diez años. En 2013, la producción rondó el millón de barriles diarios.

Frente a las perspectivas poco satisfactorias del sector, las estimaciones sugieren que el potencial de los yacimientos no convencionales en Colombia es de magnitud importante. Las reservas estimadas podrían aportar holgadamente entre el doble y el triple de las actuales reservas probadas de yacimientos convencionales (ver sección 4).

Varias cuencas del país presentan formaciones geológicas con rocas ricas en materia orgánica que contienen importantes cantidades de aceite y gas. De acuerdo con análisis de Ecopetrol (2019), el país tendría un potencial importante de hidrocarburos no convencionales en ocho cuencas, principalmente: i) Caguán-Putumayo (*shale oil*), ii) Catatumbo (*shale oil*), iii) Cesar Ranchería (CBM y *shale gas*), iv) Cordillera Oriental (*shale gas*), v) Llanos Orientales (sin estimación de potencial), vi) Valle Inferior del Magdalena (sin estimación de potencial), vii) Valle Medio del Magdalena (*shale oil* y gas), y viii) Valle Superior del Magdalena (*shale oil*). La cuenca del Valle Medio del Magdalena, dada su localización geográfica y sus características geológicas, es la cuenca con mejores condiciones para desarrollar en la actualidad la explotación comercial de los yacimientos en roca generadora.

Vargas (2012) estima que las reservas de hidrocarburos no convencionales podrían estar en un rango de 3.000 – 9.000 millones de barriles de petróleo equivalentes. Este análisis reporta estimaciones de reservas por tipo de hidrocarburo y para las diferentes cuencas y se basa en análisis probabilísticos (método de Monte Carlo).

Arthur D. Little (2017) reporta estimaciones de crudo y gas para Argentina, Brasil, Chile y Colombia. Para el caso de Colombia, teniendo en cuenta solamente la cuenca del Magdalena Medio, estima reservas más probables de 5.000 millones de barriles de petróleo y 20 terapies cúbicos de gas (TPC).

Ecopetrol (2019), en presentación realizada a la Comisión, reportó estimaciones para las formaciones de La Luna y El Tablazo en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Los primeros estudios establecen un potencial recuperable entre 2.400 y 7.400 millones de barriles de petróleo equivalente (15% de gas), lo cual representaría entre 7 y 20 años de reservas, con la producción de Colombia en 2017. De acuerdo con las estimaciones de la empresa, estas reservas permitirían al país tener autosuficiencia energética de 11 a 35 años adicionales. Los principales supuestos de esta estimación son: i) área disponible potencial de 517.200 acres, ii) 808 locaciones, iii) área promedio de locación de 4 acres, iv) área total

ocupada en superficie de 3.233 acres, y v) 16 pozos por locación para un total de 12.930 pozos. En un escenario con desarrollo *best in class* (24 pozos por locación), la empresa estima que el volumen de reservas potenciales podría ser de aproximadamente 11.000 millones de barriles de petróleo equivalente.

Martínez (2018) plantea escenarios globales de producción de petróleo a partir de la explotación de yacimientos no convencionales más conservadores en los cuales las reservas estarían en un rango entre 526 millones de barriles y 2.104 millones de barriles. El techo de la estimación coincide con el mínimo de Vargas (2012). El mínimo fue calculado a partir de información de una empresa petrolera. Adicionalmente, esta estimación va involucrando gradualmente la producción de yacimientos no convencionales, suponiendo niveles de precios como los proyectados por el gobierno en el Marco Fiscal de Mediano Plazo.

10.3 IMPACTO EN LAS FINANZAS PÚBLICAS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

En lo que sigue se presenta de manera resumida el efecto del sector de hidrocarburos en cuatro dimensiones económicas: 1) en lo fiscal, 2) en las cuentas externas, 3) en el crecimiento económico y el empleo, y 4) en el desarrollo local.

10.3.1 La importancia del petróleo en los ingresos del gobierno central y los gobiernos subnacionales

El sector de hidrocarburos ha tenido un impacto importante en las cuentas fiscales a pesar de fluctuaciones derivadas de los ciclos del mercado mundial. La contribución al fisco obedece al alto monto de impuestos que paga la actividad, particularmente asociado al impuesto de renta (Olivera *et al.*, 2015). Esto es común para todos los países en los que la actividad petrolera es importante. Adicionalmente en Colombia —como también es el caso de otros países— al tener el gobierno una elevada participación de la empresa petrolera más grande, en nuestro caso Ecopetrol, se generan dividendos a favor de la nación que complementan los ingresos públicos y el aporte al fisco.

Antes de entrar a ilustrar el impacto fiscal de la actividad, es preciso mencionar que el tratamiento tributario del sector petrolero en Colombia se compara favorablemente por su neutralidad y progresividad, al generar pocos incentivos a la subexplotación de yacimientos o la postergación de la producción, en un contexto en el que también se posiciona bien en términos de rendimiento al fisco, es decir, en cuanto al tamaño de la renta que es capaz de generar (Davis and Smith, por publicar). Este análisis es válido para la actual base de recurso de Colombia.

Pensando en la producción de no convencionales, el análisis comparativo sugiere una serie de retos, que, de no superarse, podrían afectar su producción. En particular, el tratamiento tributario no genera incentivos a utilizar técnicas mejoradas de recobro de reservas y es “regresivo”, al cobrar más impuestos a campos más costosos. La tributación específica del *shale* ha sido abordado en varios países y la experiencia es mixta. En el caso de los Estados Unidos, la tributación varía de estado a estado. Con la excepción de Oklahoma, no se han dado mejores términos fiscales a la producción de no convencionales. En el caso de Canadá, la provincia de Alberta ofreció mejores condiciones, mientras que la de Saskatchewan no lo hizo. Fuera de Norteamérica, la experiencia también es mixta. Países como Argelia, China y Polonia ofrecen mejores condiciones fiscales a crudos no convencionales, mientras países como el Reino Unido no (Daniel *et al.*, 2017).

Así mismo, en cuanto al tema de tributación, es preciso mencionar que, como en otros países de América Latina, la presencia de ingresos del sector de recursos naturales tiende a generar menos presión por recaudar de otros sectores. Aun cuando se normaliza la base y se compara solamente con el producto interno no relacionado a recursos naturales, en América Latina la carga tributaria de los sectores que no son recursos naturales representa 22,2% del Producto Interno Bruto de esos sectores. Esto se debe comparar con el 26,5% de los países sin recursos naturales. Por categorías, el rendimiento del IVA y de los impuestos sobre la renta no provenientes de exportadores de recursos ha sido similar al de otros países, pero los ingresos de otros impuestos (incluyendo los impuestos especiales) han sido más bajos (Ossowski y González, 2012).

Teniendo en cuenta las características de la tributación del sector presentadas atrás, en Colombia las finanzas del Gobierno Nacional Central (GNC) se han beneficiado de manera significativa de los ingresos provenientes del sector, lo cual ha contribuido a sustentar los principales programas sociales y de inversión. La renta petrolera para el GNC (impuesto de renta más dividendos de Ecopetrol más derechos pagados sobre los contratos de la ANH) alcanzó en promedio 13,6% de los ingresos corrientes de la Nación entre 1999 y 2016. Como porcentaje de la inversión de la nación, estos recursos han representado entre 40% (en 2016) y 115% (en 2013). En un año de precios altos, como 2013, los ingresos provenientes del petróleo alcanzaron \$22.7 billones, lo que fue equivalente a 90% del gasto en educación de ese año, o 75% del gasto en salud, o 2,4 veces el gasto en vivienda, o 6,5 veces el gasto en inclusión social y reconciliación. En 2016, estas cifras se redujeron a 23% (educación), 20% (salud), 2,2% (vivienda), y 0.7% (inclusión social y reconciliación), respectivamente, indicando la importancia de esta renta aún en períodos de condiciones desfavorables del mercado petrolero.

En el caso de las regiones, los ingresos de regalías son importantes para financiar los gastos de inversión y el desarrollo regional. Las regalías han representado en promedio 0,7% del PIB en el período 1999-2013. En 2011-2012, su punto más elevado, alcanzaron el 1,3% del PIB y el 40% de los ingresos totales de los entes subnacionales. En la actualidad, este último porcentaje se redujo a 20%, que sigue siendo importante.

10.3.2 El impacto del choque petrolero en las finanzas públicas y la necesidad de ajuste

Una limitación de la dependencia del petróleo es la volatilidad de los ingresos para el fisco, derivada de las oscilaciones que caracterizan el mercado a nivel mundial. Si bien las cifras anteriores muestran la importancia que ganó el petróleo en los ingresos públicos en los años de bonanza, también evidencian el impacto desproporcionado de la reducción del precio del petróleo desde el segundo semestre de 2014 (Ministerio de Hacienda, 2015; Toro *et al.*, 2015).

En efecto, con la abrupta reducción de los precios del crudo, las finanzas públicas sufrieron un fuerte deterioro que ha exigido un esfuerzo de ajuste al gobierno. Entre finales de junio de 2014 y comienzos de abril de 2016, el precio Brent registró una caída de 70%, recuperándose desde entonces parcialmente. La caída en precios se acompañó de menores niveles de producción. La combinación de menor precio y menor producción afectaron negativamente los ingresos del Estado y se reflejaron en un deterioro de la situación de las finanzas públicas.

El déficit del GNC pasó de 2,3% del PIB en 2013 a 4,0% en 2016. Para dar cumplimiento a la regla fiscal y proteger la sostenibilidad de las finanzas públicas, el ajuste ha abarcado tanto el lado de los ingresos como los gastos del gobierno. En el lado de los ingresos se han hecho tres reformas tributarias: una en 2014, otra en 2016 y la última en 2018. Con las dos primeras reformas se logró que el recaudo total, que se había reducido de 16,9% del PIB en 2013 a 14,9% en 2016 (más o menos 3,8 puntos explicados por la reducción en la renta petrolera), subiera a 15,1% del PIB en 2018, no logrando compensar el efecto de la caída del precio del crudo en los ingresos del gobierno. En respuesta a ello, el gasto, especialmente la inversión que, si bien es el gasto público que más contribuye al crecimiento económico es también el más flexible, disminuyó de manera sensible desde el 3,2% del PIB a niveles del 2% en los últimos años.

Dados los requerimientos a futuro de la regla fiscal en el escenario macroeconómico contemplado en el MFMP (2018), que no incluye un repunte significativo de la productividad de la economía y que supone un precio del crudo relativamente conservador y una tendencia decreciente del volumen de producción, la necesidad de ajuste fiscal se

mantiene para los próximos años. Bajo estas condiciones, Fedesarrollo proyecta que la inversión del gobierno se mantendría alrededor de 1,6% del PIB, nivel históricamente bajo, lo cual repercutiría sobre el crecimiento económico potencial.

10.3.3 Estimaciones preliminares del impacto fiscal del desarrollo de yacimientos no convencionales en las finanzas públicas

Un desarrollo de yacimientos no convencionales podría contribuir a revertir esta tendencia. No obstante, de embarcarse en la producción de no convencionales, debe tenerse en cuenta que dada la diferencia en el nivel y en la estructura de los costos, y en los menores niveles de regalías establecidos en la ley, la contribución fiscal por barril de *shale* debería ser menor, como tiende a mostrarlo la evidencia empírica (Kleinberg *et al.*, 2016).

Dado que el país aún no ha desarrollado yacimientos no convencionales, no se tienen cifras observadas del impacto de esta actividad en las cuentas fiscales. Hay estimaciones basadas en numerosos supuestos que no las hace comparables, y que se resumen a continuación:

- La ACP (2018) hace estimaciones de los efectos económicos sobre la base de un “proyecto tipo”, cuya inversión estaría entre los US\$10.000 y US\$15.000 millones con una perforación de 800 a 1.400 pozos en etapa de producción. Un proyecto como estos podría generar más de 10.000 millones de dólares durante su vida útil (30 años) en impuestos, derechos económicos contractuales, dividendos y regalías, lo cual equivaldría a aproximadamente 500 millones de dólares por año, es decir, 1,5 billones de pesos anuales.
- En el escenario de Ecopetrol (2019), en la etapa de desarrollo de los no convencionales en el Valle Medio del Magdalena se podrían generar regalías anuales del orden de US\$1.000 millones (aproximadamente \$3 billones de pesos).
- Martínez desde Fedesarrollo (2018), trabajando con supuestos conservadores y menos optimistas, encuentra que el efecto en los ingresos del GNC estaría entre \$300 y 700 mil millones de ingresos adicionales al año (US\$100 – US\$200 millones/año).

Cabe resaltar que la institucionalidad creada con la regla fiscal y el nuevo régimen de regalías en años recientes permitirán a futuro suavizar los efectos cíclicos de los ingresos petroleros en las finanzas públicas, en caso de ocurrencia. Ello resulta de la inclusión de fondos de ahorro en el gobierno central y en Sistema General de Regalías, que permiten ahorrar una parte de los ingresos temporales excedentarios en épocas de altos precios y/o producción, para sustentar los niveles futuros de gasto mediante su eventual desahorro en épocas de destorcida. Como ya se mencionó, estos mecanismos entraron en vigor hacia el final del período de precios elevados, por lo que no constituyeron ahorros significativos y

su efecto contracíclico fue limitado, especialmente en el gobierno central. En el caso de las regalías, los bajos niveles de ejecución permitieron conformar un volumen de ahorro para sostener el gasto en estos años y evitar un ajuste fiscal fuerte a nivel regional.

10.4 IMPACTO EN LAS CUENTAS EXTERNAS

10.4.1 Importancia del sector petrolero en las cuentas externas

Desde finales de los años 80, el sector de hidrocarburos ha contribuido positivamente a la cuenta externa del país; contribución que se resume en el resultado de la balanza de pagos. En general, el sector petrolero genera un superávit que permite compensar el déficit en la cuenta corriente del resto de la economía (López, 2013). Los dos componentes más importantes en términos de la contribución del sector petrolero en las cuentas externas son los ingresos por exportaciones y los flujos de inversión extranjera directa. Entre 2000 y 2017 las ventas externas de hidrocarburos han representado en promedio 36% de las exportaciones totales de Colombia. Así mismo, en ese mismo período, el sector ha recibido el 30% de la inversión extranjera directa que ha llegado al país. Estos dos porcentajes llegaron a 55,2% y 36,4% en 2013 y 2012, y se redujeron a 34,8% y 21% en 2017.

10.4.2 Impacto del choque petrolero en las cuentas externas

Como en el caso de las cuentas públicas, la reducción del precio del petróleo en 2014 afectó negativamente las cuentas externas del país. El déficit en cuenta corriente pasó de 3,2% del PIB en 2013 a 5,1% del PIB en 2014 y a 6,4% en 2015. Este déficit tuvo una corrección importante en 2016 como resultado de varios factores, principalmente la devaluación y el menor crecimiento económico, que se reflejó en una fuerte reducción de las importaciones de bienes y servicios y en las utilidades remitidas por las empresas extranjeras a sus casas matrices. En ese año (2016) la caída en los egresos externos casi duplicó la de los ingresos, disminuyendo el déficit en cuenta corriente a 4,4% del PIB. Si bien la economía colombiana ha demostrado tener mecanismos eficientes de ajuste externo, estos tienen costos sobre el crecimiento económico (Banco de la República, 2017). En buena medida como respuesta al choque petrolero, la tasa de crecimiento de la economía colombiana pasó de 4,7% en 2014 a 1,8% en 2017, con un repunte esperado a niveles de 2,7% en 2018.

10.4.3 Impactos estimados de la eventual explotación de YRG en las cuentas externas

De embarcarse en la explotación de no convencionales, la contribución en divisas por barril producido equivalente de YRG podría ser menor. Como se explicó anteriormente, la estructura de costos del *shale* es distinta. En particular, una parte importante es el costo de

los insumos (arenas y químicos especiales). Muchos de estos no se producen hoy en día en Colombia y por tanto deberán ser importados (U. S. Energy Information Agency, 2016).

- En el escenario planteado por Ecopetrol (2019), en la etapa de desarrollo en el Valle Medio del Magdalena las exportaciones de crudo podrían llegar a US\$17.800 millones de dólares (en 2017 el país registró exportaciones totales por US\$37.880 millones). Sus cálculos también indicarían que el desarrollo de no convencionales en esta zona podría aportar IED en montos anuales cercanos a los US\$5.200 millones (el 35% de la IED total de 2017).
- En un escenario bastante moderado de utilización de métodos no convencionales como el contemplado por Martínez (2018), y utilizando la senda de precios del MFMP, el impacto en las cuentas externas, medido como el efecto en términos del balance de la cuenta corriente, estaría entre 0,2% y 0,6% del PIB, que es significativo.

10.5 IMPACTO SOBRE EL CRECIMIENTO Y EL EMPLEO

10.5.1 Participación del sector de hidrocarburos en el PIB, la inversión y el empleo

La participación del sector de petróleo y gas en el PIB es importante (cerca a 5%), aunque no es tan elevada como para considerar a Colombia como un país dependiente del petróleo (o país petrolero).

El análisis del impacto del sector sobre la actividad real se ha aproximado en la literatura económica mediante un análisis de corte sectorial o microeconómico que busca cuantificar la relación del sector de hidrocarburos con los demás sectores de la economía. Se distinguen, en este ejercicio, la cuantificación de los encadenamientos hacia atrás y encadenamientos hacia adelante.

En el primer caso, la idea detrás del ejercicio es que al aumentar el valor la producción de hidrocarburos en \$1 se jalona la producción de actividades que le proveen insumos. Aquí hay efectos de primera ronda o directos, pero también indirectos que resultan de que los sectores que proveen insumos a la actividad de hidrocarburos también jalonan a su vez insumos de otros sectores, y así en sucesivas etapas. También hay un efecto inducido que se genera al pagar salarios a los hogares en todas las rondas que a su vez demandan productos de la economía. El ejercicio cuantifica el valor total que se crea al generar un peso más de producción de hidrocarburos. En el caso de los encadenamientos hacia adelante, se busca cuantificar el efecto que la producción de hidrocarburos tiene en la de otros bienes y servicios en la economía.

Recientemente se han hecho varios ejercicios con esta metodología para la economía colombiana que son relativamente coincidentes en sus resultados (López *et al.*, 2013; UPME, 2015; Villar *et al.*, 2016; Martínez, 2018), y estos, a su vez, con los encontrados para otras economías productoras de hidrocarburos (Tordo *et al.*, 2012). El sector hidrocarburos es considerado estratégico de acuerdo con el análisis de multiplicadores y encadenamientos productivos pues, si bien la magnitud de los encadenamientos hacia atrás son menores a los del promedio de la economía, los encadenamientos hacia delante son importantes. Es decir: el sector es crucial para la expansión de otros sectores económicos.

El sector es intensivo en capital por lo que, si bien contribuye de manera importante a la inversión, no es una fuente importante de generación de empleos. Si bien, de acuerdo con las cifras de empleo del DANE, el sector ha generado cerca del 1% del empleo total en la economía, estimaciones más recientes, tomando información de aseguradoras de riesgos profesionales, arrojan resultados similares. Una proporción importante de la mano de obra que emplea es de carácter calificado. Los multiplicadores de la actividad de *shale* deberían ser distintos a los de la actividad convencional, pero *a priori* no se puede decir si son más altos o más bajos.

Retomando el tema de los efectos de la volatilidad del mercado petrolero en relación con su impacto en crecimiento económico, un tema ampliamente discutido en la literatura es el fenómeno de enfermedad holandesa o la maldición de la riqueza en recursos naturales. Estos fenómenos se producirían porque, en un período de bonanza, la tasa de cambio real tiende a revaluarse, deteriorando, en el corto y en el largo plazo, el desempeño de otros sectores transables como son la industria y la agricultura.

La literatura internacional ha evolucionado al respecto. Hasta 2001 se realizaron una serie de estudios empíricos influyentes que examinan el papel de la minería y la energía en el crecimiento económico. Su principal conclusión fue que las economías que dependen en gran medida de la actividad extractiva crecieron más lentamente que las economías no extractivas comparables, como resultado de “La maldición de los recursos” (Sachs and Warner, 1995 y 1997). En los últimos años ha venido predominando la idea de que la declinación de producción de recursos naturales genera lo que se conoce como el efecto “arrastre” o “fricción”, que implica que la producción de recursos en el largo plazo no crece sustancialmente con el tiempo y, por lo tanto, simplemente por efecto contable introduce un lastre en el crecimiento medido de la producción económica per cápita (Davis, 2011, y Van der Ploeg and Poelhekke, 2010).

La revisión de la literatura sobre enfermedad holandesa en Colombia no es concluyente (ver López *et al.*, 2013). Un estudio sobre la última bonanza encontró que los efectos de enfermedad holandesa sobre la industria fueron reducidos (Montenegro, 2018). En este caso, también vale la pena recordar que los elementos contracíclicos (fondos de ahorro) de la regla fiscal y del sistema general de regalías contribuyen a reducir efectos tipo enfermedad holandesa.

10.5.2 Impacto estimado del *fracking* sobre el PIB y el empleo

Ecopetrol (2019), tomando como punto de partida un supuesto de encadenamientos hacia atrás de 1,8 (ligeramente más elevado que el encontrado en estudios para Colombia, en donde por supuesto solo se considera producción convencional), estima que, en la etapa de desarrollo de no convencionales en el valle Medio del Magdalena, la explotación podría aportar US\$34.300 millones al PIB, cifra que equivale a aproximadamente el 10% del PIB de 2017 y 35.000 empleos (directos, indirectos e inducidos) al año durante 30 años.

De acuerdo con la ACP (2018), un “proyecto tipo”, como se definió antes (sección 10.3.3), podría generar 5.000 empleos, concentrados en las zonas productoras. Sus estimaciones indican que por cada empleo directo se apalancarían entre 2,5 a 3 empleos indirectos e inducidos.

En cuanto al impacto en crecimiento económico en el mediano plazo, el estudio de Martínez (2018), que supone escenarios moderados de producción de no convencionales y un escenario de precios como el del Marco Fiscal del gobierno, encuentra un impacto pequeño, lo cual se explica por la baja participación del petróleo en el PIB en este escenario y también porque la producción de estos hidrocarburos se va incorporando gradualmente.

10.5.3 Impacto del sector de hidrocarburos en el desarrollo regional

A nivel regional también hay beneficios provenientes de la explotación de hidrocarburos derivados de la recepción de regalías y del desarrollo económico que se genera alrededor de la actividad extractiva. No obstante, es a nivel local en donde se perciben las externalidades negativas de la actividad extractiva. Las comunidades que viven en las zonas de influencia manifiestan que no perciben los beneficios de las regalías y que poca voz tienen en las decisiones sobre los usos que se les debería dar.

Estudios que han analizado el impacto de esta actividad en los municipios productores muestran avances y resultados positivos en diferentes aspectos socioeconómicos (PIB per cápita, educación, aseguramiento en salud, empleo y formalidad, inversión en desarrollo productivo y desempeño del sector agrícola). No obstante, el nivel inicial de desarrollo, la capacidad institucional y la incidencia del conflicto armado pueden constituir barreras

para que las regiones productoras se beneficien del desarrollo de la actividad o de las regalías (Perry y Olivera, 2009b; Martínez, 2018, Martínez y Delgado, 2018a, 2018b, 2018c, 2018d y Núñez, 2017).

En contraste, en los cinco departamentos analizados en los estudios más recientes (Casanare, Arauca, Putumayo, Meta y Santander) los índices de pobreza disminuyeron de manera significativa, aunque en cuatro de ellos (Casanare, Putumayo, Arauca y Meta) la pobreza multidimensional se mantiene por encima del nivel nacional. Así mismo, la tasa de mortalidad en estos cuatro departamentos sigue siendo más elevada que en el promedio nacional.

Los resultados anteriores coinciden con la experiencia internacional. La evidencia muestra efectos diferenciados. En el corto plazo, puede haber efectos de desplazamiento de actividad económica. Sin embargo, literatura reciente muestra impactos positivos de largo plazo (Marchand, 2012; Aragón y Rud, 2013; Black *et al.* 2005; Michaels, 2011, Cassidy, por publicar).

Otros resultados importantes de la literatura sobre descentralización y dependencia de recursos naturales para resaltar son los siguientes:

- i) Los recursos de regalías han estado asociados con un menor esfuerzo fiscal propio, aunque este efecto es menor en el largo plazo, sugiriendo que estos municipios interiorizan la volatilidad de los ingresos provenientes del petróleo (Ramírez y Bedoya, 2014). Este resultado tiende a coincidir con lo encontrado en la literatura internacional en el tema de desempeño fiscal, destacando el comportamiento más “prudente” de los niveles subnacionales (Besfamilie *et al.*, 2017 y Cassidy, 2018), y
- ii) Los estudios muestran que la capacidad de gestión de los recursos públicos resulta fundamental para aprovechar mejor las regalías (Perry y Olivera, 2009 y Econometría-SEI, 2014). Pero el nivel de esta capacidad suele ser bajo en un número importante de municipios, especialmente en los más alejados y pequeños. Esta es una característica del país en general, no solamente de las zonas petroleras. Ilustración de ello es que el indicador de desempeño integral municipal y del componente asociado con la gestión fiscal calculados por el Departamento Nacional de Planeación muestran una gran dispersión, observando niveles poco satisfactorios en un número de municipios.

En 2011, se dio un vuelco total al Sistema General de Regalías debido al escaso avance que se venía dando en coberturas de los servicios básicos y al manejo ineficiente de los recursos, a lo cual se sumaban problemas de corrupción. En el nuevo esquema, con propósitos de equidad, las regalías se distribuyen en todo el territorio entre entidades productoras y no

productoras, y se modificó la institucionalidad que gobierna la distribución, la ejecución y el control de los recursos del sistema (DNP, 2018). Se pasó de un esquema en el cual las regalías se orientaban mayoritariamente a las entidades territoriales productoras y a los municipios y distritos con puertos marítimos y fluviales por donde se transportan los recursos (regalías directas) a uno en el cual las regalías se distribuyen de manera más equitativa entre todas las entidades territoriales, productoras y no productoras.

En el sistema anterior, las regalías directas debían orientarse prioritariamente a los sectores de educación, salud y agua y saneamiento básico. En el esquema actual las regalías buscan compensar a los municipios productores y beneficiar a todas las entidades territoriales (productoras y no productoras) a través de fondos que, por concurso, financian proyectos orientados a impulsar el desarrollo regional, a promover la equidad regional y la paz, y a fortalecer el sector de ciencia y tecnología. Además, incluye un mecanismo contracíclico de ahorro intertemporal.

El nuevo Sistema General de Regalías, creado en 2011, ha tenido un impacto positivo en varias dimensiones del bienestar de los hogares ya no solamente en las zonas productoras sino en todos los municipios del país, dada la distribución más equitativa de las regalías que introdujo la reforma. Gallego y Trujillo (2017) encuentran efectos marginales positivos (comparando el sistema anterior y el nuevo) en sectores como educación, salud, vivienda y servicios públicos, vías y transporte, empleo, ingresos y gastos, pobreza, seguridad y TIC.

En este nuevo esquema, y para el caso que nos ocupa, las entidades territoriales productoras reciben los recursos del componente de asignaciones directas, los cuales son ejecutados directamente por las entidades territoriales y a los que pueden acceder a través de concurso a los recursos del Fondo de Desarrollo Regional, del Fondo de Compensación Regional y del Fondo de Ciencia y Tecnología. Adicionalmente se benefician, como todas las entidades territoriales, del mecanismo contracíclico del Fondo de Ahorro.

No obstante, la capacidad institucional resulta fundamental para la identificación, priorización, formulación y ejecución de las asignaciones directas, así como de los proyectos que concursan por los recursos de regalías. El estudio de línea de base para la evaluación de impacto de los Fondos de Compensación y Desarrollo Regional, Econometría-SEI (2014), muestra que la geografía y la capacidad institucional marcan las diferencias en materia de desarrollo regional, por lo que una de las principales recomendaciones para hacer uso eficiente de los fondos es el fortalecimiento de las capacidades institucionales de los municipios, especialmente de los más rezagados.

La importancia de la capacidad institucional y, en particular, de la asociada a la gestión de los recursos públicos se corrobora con los resultados de las auditorías del Sistema General

de Regalías, que muestra que cerca del 60% de los proyectos presentados para recibir financiación tienen problemas de formulación.

Si bien la institucionalidad para la selección de proyectos a través de los OCAD apuntaba al uso eficiente y eficaz de los recursos de regalías en los proyectos de mayor alcance e impacto, la experiencia parece indicar que mientras no se haga un fortalecimiento institucional propio de los gobiernos locales, orientado a mejorar la gestión de los recursos públicos, este propósito se verá limitado. Existen experiencias internacionales de fortalecimiento institucional de la capacidad de los municipios que muestran que, si se dan los incentivos adecuados a los mismos, estos pueden mejorar su gestión de recursos.

En lo que respecta al *fracking*, se han desarrollado mecanismos de compensación directa para las comunidades o para los hogares en las zonas de influencia de los proyectos. Tal es el caso de Inglaterra en donde las compañías se han comprometido a beneficiar a la comunidad con £ 100.000 por pozo, en la etapa de exploración, y 1% de los ingresos en la etapa de producción. Los operadores están obligados a publicar cada año el cumplimiento de sus compromisos. Algunos operadores han ido más allá de este arreglo y se han comprometido a beneficiar con un pago a los hogares que habitan en la zona de influencia del proyecto. Adicionalmente, el gobierno de Inglaterra ha anunciado la creación de un fondo (el Shale Wealth Fund) para garantizar que las comunidades que albergan desarrollos de *fracking* puedan compartir los beneficios del proyecto. El fondo se constituirá con hasta un 10% de los ingresos tributarios derivados de la producción del *fracking* y una proporción de recursos se pagaría a cada comunidad durante 25 años (UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2018).

Aunque no se ha desarrollado *fracking* en Colombia, sobre los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, en general la ANH ha exigido que las empresas petroleras orienten al menos el 1% de los planes de inversión en exploración y explotación a inversiones sociales en el área de influencia de los proyectos a través de los llamados Planes de Beneficios para las Comunidades, PBC. La ANH define el tipo de proyectos sociales en los que se puede invertir, los cuales deben ser coherentes con los objetivos de desarrollo nacional y regional. Asimismo, exige que en el desarrollo de los PBC se promueva una fluida comunicación con las comunidades en cuanto a los objetivos y los resultados, y requiere que haya auditoría externa sobre los proyectos.

Análisis no tan recientes (que cubren el período 2009-2013) sobre los resultados de los PBC muestran fortalezas como el hecho de que una parte importante de los proyectos se desarrolla en zonas rurales, convirtiéndose en una oportunidad para combatir la desigualdad y mejorar las condiciones de vida de la población rural. No obstante, también

muestran limitaciones: i) los proyectos son de corta duración, de montos relativamente bajos, limitada articulación y generación de alianzas, y ii) las actividades involucran esquemas de negociación complejos entre una multiplicidad de actores en el nivel local (Alcaldía, Personería, Concejos y Juntas de Acción Comunal, entre otros) en donde intervienen, en muchos casos, intereses privados (UNDP, 2013).

10.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En esta sección se evidenció la importancia del sector de hidrocarburos en Colombia desde el punto de vista macroeconómico; especialmente, desde el punto de vista de las cuentas externas y de las finanzas públicas. Particularmente, los recursos que el sector genera al fisco son importantes para sostener la inversión y los programas sociales, aún en momentos de condiciones menos satisfactorias del mercado petrolero.

La caída abrupta del precio del petróleo ha implicado un ajuste fiscal y externo de magnitud importante, con repercusiones no despreciables sobre el crecimiento económico. De confirmarse las perspectivas pesimistas de reservas y producción para los diez próximos años, en el escenario macroeconómico previsto por el gobierno, en el que se supone una senda decreciente de la producción, este ajuste debe continuar a futuro para asegurar la estabilidad fiscal, pero con costos en materia de crecimiento dados los bajos niveles de inversión pública.

Las estimaciones sugieren que el potencial de los yacimientos no convencionales en Colombia es de tamaño significativo. Aun teniendo en cuenta que los costos de producción serían mayores en la aplicación de esta nueva tecnología, los efectos en las cuentas externas y fiscales no dejarían de ser importantes, tanto a nivel de país como a nivel regional.

Puesto que el impacto en ingresos para el fisco y externos depende tanto de la cotización del crudo como de las cantidades producidas, la posibilidad de embarcarse en la explotación de yacimientos no convencionales contribuiría a compensar la reducción prevista de la producción y moderar las necesidades de ajuste macroeconómico. Esto suponiendo un escenario de precios moderados y relativamente estables.

Arreglos institucionales recientes, en el marco de la regla fiscal y del nuevo sistema general de regalías, incluyeron mecanismos de ahorro que permiten un manejo contracíclico importante para mitigar parcialmente los efectos de la volatilidad que caracteriza el mercado de los hidrocarburos a nivel mundial. Es importante que se protejan estos mecanismos de ahorro macroeconómico a futuro y que haya una limitación del uso de las regalías únicamente para proyectos de inversión, ojalá de alcance e impacto regional a nivel de las zonas petroleras.

En el nivel local, se evidencia un efecto relativamente positivo de las regalías, pero también es en donde se perciben las externalidades negativas de la actividad extractiva. Además, una de las razones para no percibir un mayor beneficio de las regalías, y esto no es exclusivo de las zonas productoras sino que es generalizado en todo el país. Es la baja capacidad que tienen los gobiernos subnacionales para el manejo/gestión de los recursos públicos.

Como se manifestó anteriormente, un diagnóstico de la capacidad de gestión financiera y fiscal acompañado de un plan de acción a dos años para fortalecerla en los municipios en los que eventualmente se realice actividad de *fracking* debería ser una condición indispensable para poder avanzar en la explotación de hidrocarburos no convencionales. Este diagnóstico debería incluir varias dimensiones: i) la capacidad de manejo financiero de la entidad territorial (planeación de corto y mediano plazo, y programación y ejecución del presupuesto anual de la entidad territorial, en general, y de los recursos de regalías, en particular), ii) la calidad de la administración y gestión tributaria, iii) las características del manejo del recurso humano relacionado con la gestión de recursos públicos, iv) las políticas y sistemas de contratación y compras públicas, v) la capacidad tecnológica para el apoyo de la gestión financiera (sistemas de información), vi) la calidad de los mecanismos de control en el uso de los recursos públicos, vi) los mecanismos de rendición de cuentas y de transparencia hacia la comunidad. La asistencia técnica de la banca multilateral puede resultar de gran utilidad.

El fortalecimiento en la gestión fiscal y de manejo financiero debería adoptar una visión integral de las fuentes de recursos (recursos propios, transferencias intergubernamentales del Sistema General de Participaciones, regalías y el porcentaje de 1% de la inversión en PBC) y usos (programas y proyectos de inversión con mayor alcance e impacto).

Como se anotó en la sección 9, para que las entidades territoriales en donde se desarrolle el *fracking* o la actividad petrolera se beneficien en mayor medida de las regalías, se propone el diseño de un programa de colaboración entre el gobierno (ministerios de Minas y Energía y de Ambiente y Desarrollo Sostenible), entidades territoriales, universidades y empresas, concentrado en la formulación de proyectos de inversión que respondan a las necesidades de la población y sus comunidades, formalmente establecido y obligado a hacer reportes periódicos de sus actividades, su gestión y sus resultados que sean de conocimiento público, particularmente para las comunidades.

Como se ha mencionado ya, recomendamos estudiar la posibilidad de que las empresas petroleras compartan utilidades con las comunidades en las áreas de influencia de la exploración y explotación de yacimientos no convencionales y los mecanismos para llevar esto a cabo. Este mecanismo no debe ser concebido como una mera compensación para

facilitar la aprobación de la comunidad a los proyectos, sino como un verdadero mecanismo de diálogo y construcción de confianza.

En relación con esta recomendación, son varios los aspectos que merecen un estudio detallado, entre ellos: i) ¿Sería un esquema independiente al de las regalías y de los PBC? ii) Si es un mecanismo independiente, ¿cómo asegurar la coherencia y la complementariedad de los recursos, de manera que se eviten esfuerzos fragmentados o duplicados en su uso y se logre mayor alcance e impacto de las inversiones? iii) ¿Cómo asegurar la participación de los diferentes actores, especialmente de las comunidades, en la identificación y la priorización de los proyectos apoyados parcial o totalmente con esta compensación, sin que se incurra en una negociación compleja entre una multiplicidad de actores en la que pueden intervenir intereses particulares? ¿Cuál sería el mecanismo para gestionar los recursos y en cabeza de quién quedaría (encargo fiduciario)? ¿Y cuál sería el mecanismo de control o veeduría que asegure la gestión eficiente de los recursos?

11 ENTORNO GLOBAL

El estudio de las experiencias internacionales muestra que la decisión que han tomado los diferentes países o estados federales sobre las actividades de fracturamiento hidráulico en roca generadora en sus territorios ha sido objeto de alto protagonismo en la política electoral propia, la cual ha sido determinante para aquellos que han decidido prohibirlas o postergarlas.

El activismo ambiental que se opone a la actividad ha logrado captar la atención del público e influenciar sus actitudes frente a ella en los países y estados que tienen potencial geológico no convencional. Tiene muchas similitudes con el activismo ambiental que se ha opuesto a la generación nuclear, que se apalanca en los temores de la sociedad ante riesgos catastróficos y que han sido determinantes en la formación de la opinión pública. La diferencia entre los dos es que los riesgos del FHPH no se comparan con las posibilidades catastróficas de la energía nuclear.

La irrupción de los hidrocarburos no convencionales en el panorama energético global ha generado un desencaje estructural en las perspectivas de transición energética hacia energías limpias. El paradigma prevalente a comienzos de siglo ha caducado: el mundo ya no se enfrenta a un futuro de escasez de hidrocarburos y a sus altos precios promovidos por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y la Federación Rusa.

Ya las energías renovables no cuentan con el respaldo y la ventaja económica que les daba la perspectiva anterior. El panorama es ahora dominado por la percepción de abundancia de hidrocarburos no convencionales, distribuidos por todos los continentes, cada vez más fuera del control del cartel de la OPEP, a causa de la tendencia a la baja de los costos de producción originados en rápidos y constantes avances tecnológicos.

El nuevo paradigma ha destruido el dominio de mercado de la OPEP y otros grandes productores, entre los cuales merece la pena destacar a Rusia. En este ambiente transicional, una curiosa comunidad de intereses se evidencia entre los países productores tradicionales de hidrocarburos con grandes reservas y los grupos de interés opuestos al *fracking*.

En aquellos países o estados federales en los que se ha permitido, y de entre los cuales se seleccionaron y estudiaron algunos para este informe, las autoridades han tenido en cuenta las opiniones de la comunidad científica y la evidencia objetiva sobre los riesgos que genera, así como las medidas que razonablemente se pueden tomar para evitar los riesgos donde sea posible, mitigarlos hasta un nivel aceptable donde no se puedan eliminar y

compensar los efectos adversos cuando y donde se materialicen. Lo anterior sobre la base del conocimiento y la tecnología disponibles.

Se pudo observar un patrón socioeconómico evidente en los países y estados que han permitido la actividad: tienen una industria establecida de producción de hidrocarburos que contribuye significativamente a la economía y al empleo, y una institucionalidad regulatoria y de control fuerte que puede garantizar la seguridad de las operaciones y su control efectivo.

Los países y estados que han prohibido, suspendido, demorado o limitado el *fracking* tienen economías desarrolladas que no dependen significativamente de la producción de hidrocarburos, o porque no afecta su seguridad energética al tener acceso a fuentes confiables y diversificadas, lo cual siempre es posible con fuentes diferentes al gas de gasoductos, o porque tienen una matriz energética diversificada. En estos casos, la política electoral ha sido determinante en limitar la producción con métodos no convencionales. En algunos casos, como en Francia o Escocia (ver Anexo C), la opinión de paneles de expertos convocados para aportar sus conceptos ha sido ignorada por la prevalencia de las decisiones políticas.

Colombia tiene una alta dependencia de la industria petrolera para la salud de su economía, el equilibrio fiscal y la generación de empleo. Su capacidad institucional, en cambio, es débil y requiere fortalecerse para ofrecer las garantías de transparencia, seguridad, seguimiento y control que han sido fundamentales en aquellos países y estados que permiten la actividad.

12 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

Esta sección hace referencia sucinta a países donde

- se ha prohibido el FH;
- se ha declarado una moratoria; o
- se ha permitido una exploración y explotación en condiciones restringidas.

Una descripción más detallada de estas experiencias se presenta en el Anexo C.

También aborda casos seleccionados y representativos en los que se ha permitido el FHPH, para cuales se ofrece una descripción más detallada.

El principal criterio para definir la muestra es que los países seleccionados tienen sistemas políticos democráticos reconocidos, en los cuales existe la capacidad de análisis técnico y científico de los asuntos de política pública y la capacidad administrativa y regulatoria para desarrollar una normativa adecuada y asegurar su cumplimiento.

El crecimiento de la producción de YRG con FHPH se hizo palpable en la primera década del presente siglo.

En 2010, el documental *Gasland*, realizado en Estados Unidos, llamó la atención del público global sobre los efectos del FH en hogares cercanos a las operaciones de FHPH, con impactantes imágenes y entrevistas a residentes. En 2005 la Ley de Política de la Energía [Energy Policy Act] había exceptuado el FH de la Ley de Seguridad del Agua Potable [Safe Drinking Act]. A partir de entonces, organizaciones cívicas y ecologistas locales e internacionales iniciaron movimientos políticos de oposición a la utilización del FH.

El objetivo del documental no era prohibir la actividad sino regularla para evitar la contaminación del agua para uso humano, y los posibles efectos en la salud de los habitantes en las comunidades cercanas a las operaciones de producción.

Aunque muchos de sus argumentos han sido refutados, *Gasland* ha sido uno de los documentales más efectivos en generar atención sobre un asunto de interés público, y no pudo llegar en un momento más oportuno para los opositores. A partir de su exhibición, se han tomado una serie de decisiones políticas contrarias al despliegue del FH.

En 2011, el Parlamento francés abordó la discusión prohibiendo la utilización del FH y, en 2017, por iniciativa del gobierno entrante de Emmanuel Macron, prohibió toda extracción

nueva de hidrocarburos convencionales y no convencionales en el territorio francés, en desarrollo de su política de transición energética hacia fuentes limpias.

En diciembre de 2014 el gobernador del estado de Nueva York en Estados Unidos anunció la prohibición de la perforación con FH en su territorio. En junio de 2015, una declaración de la Agencia de Conservación Ambiental de dicho estado concluyó que la prohibición del FH de alto volumen era la mejor alternativa sobre la base del balance entre la protección del medio ambiente y de la salud humana, y las consideraciones económicas y sociales.

En julio de 2015, el gobierno de Holanda anunció una moratoria en la expedición de permisos para explorar o producir gas con propósitos comerciales utilizando FH hasta 2020. La perforación de pozos exploratorios para estimar el potencial de gas de lutitas será posible sólo a iniciativa del gobierno. La razón de la moratoria fue la incertidumbre existente sobre los efectos de la actividad, que no permitieron una decisión política basada en un análisis de costos y beneficios.

En 2017, Alemania suspendió, como resultado de una negociación política para conformar un nuevo gobierno y a instancias del Partido Verde, las licencias de producción comercial de hidrocarburos mediante técnicas no convencionales en su territorio hasta 2021, autorizando a cada estado federal a expedir hasta cuatro permisos para exploración y extracción experimental.

Los anteriores casos son ilustrativos de las posiciones contrarias al FH que han tomado los gobiernos de países y estados que han reaccionado políticamente a los movimientos que se han opuesto. El Anexo C presenta una descripción más completa de los casos anteriores.

De otra parte, los países y estados federales que han decidido permitir el FHPH lo han hecho sobre bases científicas y han comisionado informes de especialistas independientes para identificar, regular y controlar los riesgos que genera.

Aparte de los países y estados federales anteriormente mencionados que prohíben, demoran o limitan el FHPH, se estudiaron los casos de los siguientes países y estados federales que la permiten:

- California
- Colorado
- piloto
- Pensilvania
- Polonia

Estos últimos estados y países que se estudiaron para este informe tienen una industria importante de producción de hidrocarburos, que aportan actividad económica y empleo, y cuentan con entidades de regulación y control independientes y fuertes que generan confianza en la población. De esta forma han logrado obtener la “*licencia social*” de las comunidades cercanas a las áreas de operación.

12.1 CALIFORNIA

Una vez California adoptó nuevas leyes y regulaciones para el fracturamiento hidráulico, la producción fluyó. Siendo el más populoso y uno de los más extensos estados, California es reconocido por su tamaño y diversidad, así como por la fortaleza de sus sectores económicos de agricultura, comercio, entretenimiento, tecnología y turismo. Tiene más de 56.000 pozos productores de petróleo y gas, y es el cuarto productor de Estados Unidos. Tiene grandes reservas a lo largo de la costa Pacífica y el Valle Central, y también campos productores de gas en el Valle de Sacramento. No obstante ser un gran productor de petróleo y gas, tener una producción significativa de energía renovable, unos programas innovadores de eficiencia energética y un clima benigno, California debe importar aproximadamente 70% del petróleo y 90% del gas que consume. Buena parte de la demanda se atribuye a las necesidades energéticas de sus sectores de agricultura, manufactura y transporte.

Históricamente, en California pocos pozos de petróleo y gas son de FH debido a la naturaleza de las formaciones de hidrocarburos. Sin embargo, los productores de petróleo y gas de California han utilizado la FH ‘convencional’ en forma esporádica durante muchos años “sin daños al medio ambiente”, según el Departamento de Conservación de California. En los últimos años, la mayoría de las operaciones de FH se produjeron en pozos relativamente poco profundos, de menos de 2.500 pies de profundidad; lo que generó inquietudes acerca del potencial de contaminación de las aguas subterráneas.

En 2014, el Consejo de California aprobó un paquete de nuevas leyes, conocidas como el Proyecto de Ley del Senado 4, para abordar las preocupaciones sobre el impacto ambiental de la fracturación hidráulica. Estas leyes y sus reglamentos imponen una variedad de nuevos requisitos en relación con los tratamientos de fracturamiento hidráulico que incluyen realizar una evaluación inicial, obtener un permiso especial, notificar a los vecinos, adquirir líneas bases de las aguas subterráneas y un posterior monitoreo; realizar monitoreo sísmico y monitoreo de la integridad del pozo; revelar los químicos presentes en el fluido de fracturamiento y presentar un informe de seguimiento al estado.

Además, se requirió que la División de Recursos de Petróleo, Gas y Geotérmicos desarrollara un informe de impacto ambiental a nivel estatal sobre el FH y que creara un sitio web para brindarle al público la información respecto a los químicos y otras sustancias relacionados con los fluidos de fracturación. La Agencia de Recursos Naturales de California estaba obligada a supervisar un estudio independiente sobre los impactos ambientales del FH. Este estudio fue completado por el Consejo de Ciencia y Tecnología de California y el Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley en 2015. Entre otros hallazgos realizados, se encontró que las operaciones de fracturamiento hidráulico de California utilizan menos agua dulce que las operaciones en otros estados, que los impactos asociados son también relativamente pequeños y que es poco probable que causen terremotos. El estudio también indicó que la falta de datos dificulta la evaluación completa de los efectos directos e indirectos de la fracturación hidráulica, y sugirió esfuerzos adicionales para adquirir dichos datos.

La administración del exgobernador Jerry Brown desarrolló e implementó los nuevos requisitos para el fracturamiento hidráulico. El gobernador Brown es un reconocido ambientalista y líder del cambio climático, quien rechazó las solicitudes de los grupos ambientalistas de prohibir el FH. Brown explicó en 2015 que, si bien apoya la transición a los autos eléctricos:

[...] el *fracking* en California ha venido desarrollándose durante más de 50 años y utiliza una fracción del agua de *fracking* en la costa este para el gas en particular [...] California importa el 70 por ciento de los productos derivados del petróleo; se recorren más de 330 billones de millas en nuestros autos principalmente en gasolina y diésel. Si reducimos la perforación petrolera en California, lo que haría una prohibición de *fracking*, importaremos más petróleo por tren o en barco. Eso no tiene mucho sentido.¹³

12.2 COLORADO

Colorado actualiza continuamente la regulación aplicable a las operaciones de petróleo y gas mientras el desarrollo de los YRG logra niveles históricos. Las operadoras en Colorado comenzaron a utilizar el fracturamiento hidráulico en los años 1970. Ahora es utilizado prácticamente en todos los pozos nuevos. Con la mayor utilización de la perforación direccional y horizontal, la producción de petróleo y gas del estado ha crecido dramáticamente y Colorado se ha convertido en un importante exportador.

¹³ Traducción de los autores del original en inglés.

El aumento de la producción de hidrocarburos ha creado preocupaciones ambientales y de otros tipos para muchos residentes, especialmente por cuanto los nuevos desarrollos de petróleo y gas se han venido acercando a las comunidades a lo largo de las áreas densamente pobladas del Front Range. Esta circunstancia ha llevado a Colorado a crear un régimen regulatorio para desarrollos de petróleo y gas en general, y para fracturamiento hidráulico en particular, que es comprehensivo, dinámico y robusto.

Esta regulación “de la cuna a la tumba” aplica a todos los tipos de desarrollos de petróleo y gas. Concretamente aborda la perforación, la producción, el abandono, la restitución, la seguridad, la estética, el ruido, la disposición de desechos y la biodiversidad.

La Comisión de Conservación de Petróleo y Gas de Colorado (COGCC, por sus siglas en inglés)¹⁴ revisó a profundidad sus normas en 2008 y subsecuentemente ha realizado más de 50 iniciativas regulatorias adicionales, abordando una amplia gama de asuntos, tales como la revelación de sustancias químicas, distanciamiento de pozos, monitoreo de aguas subterráneas, protección de las comunidades, protección contra inundaciones, reporte de derrames y seguridad de ductos.

Buena parte de los nuevos requisitos regulatorios en Colorado aplican al fracturamiento hidráulico directa o indirectamente. Entre estos se incluye la obligación de revelar los productos químicos utilizados, el monitoreo de las presiones de pozo durante el fracturamiento hidráulico, el muestreo de aguas subterráneas antes y después del fracturamiento hidráulico, el uso de equipos especiales para reducir las emisiones de metano durante y después del fracturamiento hidráulico, el empleo de precauciones adicionales para el almacenamiento de agua y arenas, la observación de distancias mínimas alrededor de los pozos, requisitos especiales para notificaciones y procesos de consulta, y requisitos aumentados de mitigación para proteger residencias y asentamientos cercanos a las operaciones.

Buena parte de estos requisitos ha sido emulada por otros estados y por el gobierno federal de Estados Unidos. Más allá de los requisitos y permisos estatales, los gobiernos locales también negocian comúnmente acuerdos con las empresas operadoras, generando requisitos ambientales adicionales.

Por ley, la COGCC consulta con el Departamento de Salud Pública y Medio Ambiente (CDPHE, por sus siglas en inglés)¹⁵ los asuntos de salud pública y de medio ambiente. En

¹⁴ Colorado Oil and Gas Conservation Commission

¹⁵ Colorado Department of Public Health and Environment

2017, el CDPHE publicó una valoración y una revisión de la literatura científica para evaluar el impacto de las operaciones de producción de petróleo y gas en la salud pública. La conclusión de ese ejercicio fue que “el riesgo de impactos adversos a la salud es bajo para los residentes cercanos a las operaciones de producción de petróleo y gas”.¹⁶ La agencia encontró que los pocos estudios existentes sobre los efectos en la salud mostraban escasa evidencia de asociación entre las emisiones y el asma o las enfermedades de piel y una ausencia de evidencia o evidencias contradictorias frente a otros problemas de salud.

12.3 PENNSILVANIA

El estado tiene una larga y vibrante historia de desarrollo de petróleo y gas que se remonta al primer pozo de petróleo comercial perforado en los EE. UU. en 1859 y al primer uso a escala industrial de gas natural en los EE. UU. en 1878. Aunque actualmente Pensilvania produce pequeñas cantidades de crudo, es el estado líder en refinación de petróleo en el noreste.

El desarrollo del Marcellus Shale a partir de 2004 ha revolucionado la producción de energía del estado de Pensilvania, que continuamente adapta sus leyes y regulaciones para el desarrollo de YRG a medida que aumenta la producción de gas de lutita.

El Marcellus Shale es el campo de gas natural más productivo de EE. UU. (aproximadamente 6 TCF solo en 2018) y abarca cerca del 60% de Pensilvania. A la fecha, se han perforado más de 11.700 pozos de gas natural en el estado, de los cuales cerca de 8.500 pozos productores son de gas de lutita, lo que lo convierte en el segundo mayor productor de gas natural en los Estados Unidos.

Pensilvania también ocupa el tercer lugar en producción de carbón, segundo en capacidad de generación nuclear, tercero en generación de electricidad y segundo en energía neta suministrada a otros estados.

Al igual que en Colorado, la producción de energía proporciona beneficios a los residentes de Pensilvania. El gas natural se utiliza para alimentar la calefacción de más de la mitad de los hogares de Pensilvania y genera aproximadamente un tercio de la electricidad del estado. Más de cuatro mil millones de pies cúbicos de gas natural se transportan cada año por tuberías a otros estados, como Maryland, Nueva Jersey y Nueva York.

¹⁶ Traducción de los autores.

Debido a su limitada producción de petróleo crudo, Pensilvania debe importar más del 90% del petróleo que consume. Las principales industrias que consumen energía incluyen la minería, la manufactura, los productos químicos, la agricultura y el turismo, que colectivamente permiten a Pensilvania ocupar el sexto lugar en el producto interno bruto.

Ha habido varias reglamentaciones ambientales en Pensilvania relacionadas con el desarrollo de gas de lutita. En 2010, el estado adoptó nuevos estándares para el tratamiento de fluidos producidos y la descarga a los ríos, por lo que las concentraciones totales de sólidos disueltos tendrían que cumplir con los estándares de agua potable de la EPA antes de que se pudieran verter en los cuerpos de agua superficial. Esto ayudó a Pensilvania a convertirse en un innovador y líder en el reciclaje de fluidos de producción, con más del 90% de estos fluidos siendo ahora reciclados y reutilizados en operaciones de fracturamiento, lo que disminuye la necesidad de agua dulce y disposición final para estos fluidos. En 2011 se adoptaron nuevos estándares de construcción de pozos para la instalación de revestimientos intermedios para mitigar el potencial de migración de metano en aguas superficiales y subterráneas.

En 2012, el Consejo de Pensilvania promulgó la Ley No. 13 que actualizó y enmendó de manera integral las leyes estatales de petróleo y gas para abordar el desarrollo de YRG que utiliza fracturamiento hidráulico. Esta Ley estableció una “tarifa de impacto” (en lugar de un impuesto al petróleo y el gas) por cada pozo perforado que pagan las empresas de energía al estado para su distribución a los municipios donde se realizan perforaciones para proyectos de mejoras ambientales y de infraestructura. A la fecha, las tarifas de impacto han generado más de US\$12.00 millones en ingresos utilizados para una variedad de proyectos necesarios que, de otra manera, se habrían retrasado o habrían tenido que ser pagados por los contribuyentes.

En 2016, el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (PaDEP, por sus siglas en inglés) amplió la regulación específica para pozos de YRG con la intención de abordar las inquietudes relacionadas con el FH. Estas leyes y regulaciones imponen una variedad de requisitos para el desarrollo de YRG que incluyen: desarrollar un plan de preparación, prevención y contingencia para minimizar el riesgo de impacto ambiental; preparación de un plan de gestión del agua; notificar al estado y a los propietarios de tierras, propietarios de minerales y proveedores de agua cercanos; monitoreo de presiones de pozo; identificación y monitoreo de pozos de petróleo y gas cercanos; revelación de los químicos en el fluido de fracturamiento y obtener la aprobación de la comisión de la cuenca fluvial cuando corresponda.

El estado también prohibió el uso de pozos para fluidos de desecho, impuso requisitos sobre el uso de tanques de almacenamiento y estructuras de almacenamiento modulares,

requirió que las plataformas tuvieran revestimientos impermeables, contención secundaria alrededor del almacenamiento de desechos y químicos, tres barreras de presión (es decir, dispositivos de prevención de explosiones) durante las operaciones de perforación y fracturación, y alentó el levantamiento de una línea base sobre las aguas subterráneas, de tal manera que se pudiera determinar una posible afectación a las mismas debido al FH. El estado también ha instalado una red de 37 estaciones sísmicas para establecer una línea de base para la actividad sísmica que permita determinar si el desarrollo de esta actividad está asociado con la actividad sísmica.

Al adoptar los nuevos requisitos reglamentarios, el PaDEP respondió a los comentarios del público que instaba a prohibir el FH para proteger el medio ambiente. El PaDEP respondió explicando que “la perforación de pozos se puede realizar de forma segura y respetuosa con el medio ambiente, siempre que se cumplan la regulación. Los cambios regulatorios adoptados tienen la intención de fortalecer aún más estas normas para garantizar que el medio ambiente y la salud de los ciudadanos estén debidamente protegidos. El Departamento continuará estudiando la eficacia de sus programas regulatorios y hará mejoras a las reglas según sea necesario”.

12.4 INGLATERRA

El Reino Unido en general tiene un régimen regulatorio fuerte y eficiente para las actividades exploratorias y muchas décadas de experiencia en la regulación de la industria de petróleo y gas. Para el desarrollo del *fracking*, el gobierno de Inglaterra aporta esa experiencia a los proyectos que se pretende realizar en su territorio y se compromete a implementar medidas para garantizar la seguridad, prevenir la contaminación ambiental, mitigar la actividad sísmica y monitorear y minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero.

La Real Academia de Ingeniería y la Royal Society han revisado la evidencia científica y de ingeniería sobre el gas de lutita (o de roca generadora). La revisión concluyó que “los riesgos para la salud, la seguridad y el medio ambiente asociados con el fracturamiento hidráulico como un medio para extraer el gas de lutita se pueden gestionar de manera efectiva en el Reino Unido, siempre que las mejores prácticas operativas se implementen y cumplan con la regulación”. La Royal Society ha anunciado que estará revisando periódicamente su cumplimiento.

El sistema de salud pública de Inglaterra ha evaluado el riesgo para la salud humana de extraer gas de lutita. Evaluaron la evidencia disponible sobre problemas que incluyen la calidad del aire, el gas radón, los materiales radiactivos naturales, la contaminación del

agua y las aguas residuales. Llegaron a la conclusión de que “los riesgos para la salud pública de la exposición a las emisiones de la extracción del gas de lutita son bajos, si las operaciones se ejecutan y regulan adecuadamente”.

El Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (BEIS, por sus siglas en inglés) actualmente otorga fondos a un consorcio de investigación liderado por el British Geological Survey para entregar un programa de monitoreo ambiental de línea de base en y alrededor de Fylde (Lancashire) y Kirby Misperton (North Yorkshire), donde se encuentran dos sitios de lutita para exploración.

Los investigadores están recopilando datos sobre características que incluyen la calidad del agua y el aire, la sismicidad y el movimiento del suelo. La recolección de datos comenzó en Fylde en enero de 2015 y en Kirby Misperton en agosto de 2015. Este monitoreo recopilará datos para la línea de base ambiental en estas áreas antes de cualquier proceso de fracturación hidráulica. Los datos de los proyectos de gas de lutita futuros pueden compararse con estos datos de referencia. Esto permite registrar cualquier cambio significativo para un examen más detenido. Las investigaciones son independientes de cualquier monitoreo realizado por la industria o los reguladores, y la información recopilada está disponible de forma gratuita para el público. Los resultados permitirán una revisión o actualización de la normatividad.

Las regulaciones de permisos ambientales de la Agencia del Medio Ambiente protegen los recursos hídricos, incluidas las aguas subterráneas (acuíferos). También evalúan y aprueban el uso de productos químicos que forman parte del fluido de fracturamiento hidráulico, el tratamiento y la eliminación apropiados de los desechos producidos durante la perforación del pozo y el proceso de fracturación hidráulica, el tratamiento adecuado y el manejo de cualquier material radiactivo natural (NORM, por sus siglas en inglés) y la eliminación de gases residuales mediante la quema. Los niveles de monitoreo y control son bastante altos.

En Inglaterra hay un compromiso explícito entre las empresas y las comunidades. La industria del gas de lutita ha establecido su compromiso con la comunidad donde se establece lo que las comunidades pueden esperar de las empresas que desarrollan lutita en sus áreas. Los operadores se comprometen a involucrar a las comunidades antes de cualquier solicitud de permiso de planificación y en cada etapa de desarrollo de la actividad.

La industria se ha comprometido con un paquete para las comunidades, que incluye, para la etapa de exploración, una transferencia de £ 100.000 en beneficios para la comunidad por sitio de pozo cuando se lleva a cabo la fracturación hidráulica. En la etapa de

producción se pagará a las comunidades el 1% de los ingresos y los operadores publicarán cada año evidencia de cómo han cumplido con estos compromisos, así como la base de la liquidación. Este compromiso se revisará periódicamente a medida que la industria se desarrolle y según avancen las conversaciones entre los operadores y las comunidades.

Adicionalmente, como se mencionó en el apartado 10.5.3 de este informe, el gobierno ha anunciado que creará un Shale Wealth Fund (Fondo de Riqueza de Lutita) para garantizar que las comunidades que albergan sitios de lutita puedan compartir los beneficios del desarrollo de su explotación. El fondo consistirá inicialmente en hasta un 10% de los ingresos tributarios derivados de la producción de gas de lutita; una proporción del cual podría pagarse a cada comunidad durante 25 años.

El gobierno ha consultado con las comunidades sobre las prioridades y los modelos de entrega del Shale Wealth Fund. El 5 de octubre de 2018 el BEIS anunció la creación de un comisionado para el gas de lutita. La función principal de este comisionado es actuar como punto de contacto para los miembros de las comunidades y el público en general, apuntando a tener una guía clara, pedagógica y objetiva sobre la regulación del gas de lutita y sus avances. También enviarán comentarios a la industria y a los reguladores sobre su compromiso con el público.

En síntesis, el *fracking* se adelantará de manera restringida y siempre contando con la aprobación de las comunidades de cada lugar, las cuales recibirán una importante participación en los beneficios económicos de la actividad y contarán con herramientas que garantizan la transparencia en la generación y el uso de la información. Toda la información sobre el *fracking* en el Reino Unido se puede consultar digitalmente en *Development of onshore oil and gas industry in the UK: Document collection page*.¹⁷

12.5 POLONIA

El caso de Polonia es especial por su situación geográfica y su posición geopolítica. Es un país “bisagra” para el tránsito de gas desde Rusia hacia Europa, con alta influencia política residual del antiguo régimen comunista pro-Rusia. Es un país miembro de la Unión Europea, con un régimen democrático parlamentario relativamente reciente (desde 1997) y poco consolidado, después de haber sido un país satélite y miembro del Pacto de Varsovia hasta el fin del sistema comunista en 1989.

¹⁷ <https://www.gov.uk/government/collections/shale-oil-gas-and-fracking>

Su política energética gira en torno a la búsqueda de independencia del gas de Rusia, que ha sido su proveedor tradicional.

Polonia tiene potencial importante de YRG que le permitiría lograr un nivel de autosuficiencia significativo, autoriza la utilización de métodos no convencionales y ha tenido actividad exploratoria. Actualmente no tiene operaciones de extracción debido a la poca capacidad administrativa que tiene para dar seguridad jurídica, reglamentaria y administrativa, y a la falta de claridad sobre el futuro de la política pública en torno a su matriz energética; en particular, de su dependencia de las importaciones de gas de Rusia.

En el Anexo C se describen otros detalles los procesos de decisión de políticas de los países que se mencionan en esta sección.

12.6 LECCIONES PARA COLOMBIA

Los casos estudiados ilustran procesos de discusión y formación de políticas que involucran: i) decisiones fundamentadas en la ciencia y la tecnología, en los casos en que se permite, y ii) decisiones fundamentadas en consideraciones políticas, en los casos en que se prohíbe o restringe. Aunque estos dos aspectos han estado presentes en el debate político en mayor o menor grado, la prevalencia de uno u otro enfoque pareciera ser el resultado de las condiciones particulares en cada país o estado respectivamente.

Países y estados con relativamente poca producción y presencia de la industria (Alemania, Francia, Nueva York, Maryland) se han inclinado más a atender consideraciones políticas que técnicas o científicas.

En países y estados con presencia importante de la industria (Australia occidental, California, Colorado, Inglaterra, Pensilvania, Territorio del Norte, Queensland) las decisiones se han inclinado por dar espacio a consideraciones de ciencia y tecnología para mitigar los riesgos y las afectaciones a la salud y al medio ambiente.

Colombia tiene presencia importante de la industria petrolera y su aporte a la economía es significativo: contribuye con el 5% del PIB y tiene potencial para aumentarlo si se aprovechan los YRG. El equilibrio de las finanzas públicas ha dependido recientemente, hasta en un 20%, de los ingresos generados por el sector. Sin embargo, son varias las condiciones que requiere Colombia para ejecutar este proyecto, además de tener el potencial, la industria y la actividad productiva. Se requiere una institucionalidad fuerte e independiente y un relacionamiento conducente con las comunidades, entre otros aspectos que están presentes en los países y estados que han dado luz verde al FH.

El análisis desarrollado para el caso del estado de New York, en donde se argumenta la prohibición del *fracking*, es muy ilustrativo para el caso colombiano pues la capacidad institucional para la aplicación de la legislación ambiental aquí es mucho menor y la fragilidad de los ecosistemas intervenidos mucho mayor, lo que hace que los niveles de incertidumbre y los riesgos sean mayores.

En el aspecto de la biodiversidad, por ejemplo, cada zona de intervención en territorio colombiano requeriría análisis particular, pues el país tiene una densidad en biodiversidad por unidad de superficie muy superior a la del estado de New York.

13 RECOMENDACIONES PARA VIABILIZAR LA EXPLORACIÓN

13.1 PROYECTO(S) PILOTO DE INVESTIGACIÓN INTEGRAL (PPII)

Las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos de roca generadora en los países que han desarrollado esta técnica han permitido evidenciar una serie de amenazas asociadas tanto a la actividad exploratoria como a la de producción. Esta última etapa es la que, en mayor parte, genera el acervo de conocimiento sobre las consecuencias no deseadas de la técnica.

Por su parte, las actividades de la etapa exploratoria para yacimientos no convencionales no difieren normalmente de las que se utilizan en yacimientos convencionales. Sin embargo, en algunos contratos vigentes en Colombia para exploración y producción de YRG la ANH ha aprobado la perforación de pozos horizontales para hacer fracturamiento hidráulico de prueba durante la etapa exploratoria.

Esta comisión recomienda darles tratamiento de Proyectos Piloto de Investigación Integral -PPII, que recomendamos caracterizar como experimentos de naturaleza científica y técnica sujetos a las más estrictas condiciones de diseño, vigilancia, monitoreo y control y, por tanto, de naturaleza temporal. Deberían poder ser suspendidos en cualquier momento por orden de la autoridad competente y, por ende, tener efectos potenciales limitados en su alcance y en el tiempo.

Para viabilizar los PPII (Proyecto Piloto de Investigación Integral), hay algunas condiciones que deben estar satisfechas antes de iniciar y otras que se deben completar en paralelo durante el mismo y como requisitos previos a una posible explotación de YRG con FHPH. Estas recomendaciones parten de la perspectiva ambiental, social e institucional propias del contexto colombiano (ver sección 14). Las condiciones mínimas que recomendamos se orientan a superar el dilema de política que erróneamente contrapone la sostenibilidad económica nacional a la sostenibilidad social y ambiental de los territorios.

Debemos asegurar que, en caso de llegarse a dar una futura explotación de YRG con FHPH, esta se articule a la gestión para la sostenibilidad de los territorios. Las iniciativas deben ser avaladas mediante un proceso de evaluación y seguimiento por parte de un comité independiente con participación de la sociedad civil

13.2 PARA OBTENER LA “LICENCIA SOCIAL”

Como se describe en detalle en el capítulo 3 de este informe, a partir de los encuentros que se realizaron durante las visitas de campo en la zona del Valle Medio del Magdalena (VMM) y en reuniones con diversos grupos de interés en la sede de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales en Bogotá, se percibió que la actividad petrolera no cuenta con aceptación por parte de la comunidad. No cuenta con lo que denominamos “*licencia social*”.

En todos los países hay polémicas y reacciones ciudadanas masivas e importantes frente a los proyectos extractivos. En países como Estados Unidos, Inglaterra y Australia, la aprobación de las comunidades locales es condición necesaria para avanzar con actividades de *fracking*, y en Alemania para adelantar el *fracking* experimental. Por su parte, en Maryland la suspensión del *fracking* resultó de la no aprobación ciudadana por los riesgos evaluados.

Es necesario construir confianza entre las comunidades, las instituciones y las empresas para avanzar en la exploración y los proyectos piloto. Esto exige iniciar cuanto antes los diálogos regionales y establecer los compromisos de las diversas partes involucradas. Es indispensable lograr un “diálogo de saberes” entre el Estado, las comunidades y el sector privado, que permita lograr acuerdos de convivencia entre las diversas culturas e intereses.

Para ello, es necesario fortalecer la institucionalidad en el sector público, con el fin de que lidere procesos de diálogo de carácter preventivo, y no solo cuando hay urgencia frente a conflictos ya generados con las comunidades y empresas extractivas. Crear espacios para la búsqueda permanente de consensos, conduce a la creación de valor compartido para las partes involucradas.

Un aspecto indispensable para la gestión y sostenibilidad de la *licencia social* es la fluidez de la información a todos los niveles y de todos los contenidos requeridos. Esta debe ser puesta de manera oportuna a disposición de las comunidades en un formato completo y pedagógico y, en algunos casos, debe ser generada con participación de las comunidades locales. La información técnica siempre debe ser avalada por una entidad científica de orden nacional.

13.3 PROTEGER LA BIODIVERSIDAD

Las revisiones de experiencias internacionales han permitido evidenciar que las amenazas de contaminación de la biósfera generan riesgos en la salud de ecosistemas y de salud pública, los cuales deben ser evaluados.

Como se anotó en la sección 5, en el ámbito nacional la condición de los ecosistemas es preocupante. El 63% de los ecosistemas del país están amenazados y sus condiciones cuestionan su permanencia y la provisión de servicios ecosistémicos brindados por estas áreas al país. Para la zona del VMM hay poca información de línea base en ecosistemas terrestres y acuáticos y su biodiversidad y están amenazados por el negocio de los hidrocarburos.

También hay desconocimiento del 85% del agua subterránea y los indicadores de salud de atmósfera, océanos, suelos y ecosistemas terrestres y acuáticos exponen un deterioro progresivo y creciente, que genera riesgos para la calidad de vida y la supervivencia de la especie humana.

Lo anterior permite concluir que la propuesta de desarrollo sostenible, que incluye la conservación del potencial y la calidad del medio ambiente, ha sido insuficiente para avanzar en la búsqueda de la sostenibilidad. Es necesario que se consolide y fortalezca la tendencia que propone como nuevo paradigma el de los Sistemas Territoriales Sostenibles (ver sección 3.3).

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático indica a los países que deben tomar medidas de precaución para prever, prevenir o reducir al mínimo las causas del cambio climático y mitigar sus efectos adversos. Cuando haya amenaza de daño grave o irreversible, no debería utilizarse la falta de total certidumbre científica como razón para posponer tales medidas.

13.4 TRANSPARENCIA Y PROVISIÓN DE INFORMACIÓN

En las regiones donde se pretende adelantar la explotación de YRG, es necesario mejorar la capacidad institucional y el seguimiento informado por parte de la sociedad civil a las actividades extractivas que se han desarrollado y se desarrollan actualmente en los yacimientos convencionales, y a las que se planean en la zona de influencia del PPII. Esto forma parte del proceso orientado a la reconstrucción de confianza de las comunidades en las instituciones y en las empresas operadoras.

Consideramos requisito previo a la iniciación del PPII el cumplimiento por parte de todas las instituciones públicas de los principios establecidos en la **Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública** (ANH, ANLA y Servicio Geológico Colombiano, entre otras), lo cual requiere hacer disponible y de manera adecuada y pedagógica toda la información referida a los procesos extractivos en general y, en particular, lo relacionado con el área de influencia del proyecto piloto.

La información pública debe incluir una descripción completa y detallada de las actividades que se propone desarrollar durante la exploración y el PPII, y la evaluación del impacto ambiental con una detallada descripción de las medidas de mitigación y compensación.

La información sobre el uso de los recursos naturales y su posible impacto debe ser pública. Su monitoreo debe estar disponible libremente en internet y, prioritariamente, en otros medios accesibles para las comunidades locales. Igualmente debe hacerse pública la información de los resultados de la exploración y, más adelante, los de la explotación de hidrocarburos, si esta llega a darse (ANH y ANLA entre otras). Esta información debe ser validada y publicada por entidades públicas nacionales, regionales y otras independientes.

Como se ha mencionado previamente, aun cuando se han realizado socializaciones, la comunidad manifiesta que las empresas de hidrocarburos solo informan sobre los beneficios, principalmente económicos, de la implementación de nuevas tecnologías de explotación, y desconocen las realidades locales, los impactos ambientales, sociales y culturales, entre los cuales mencionan problemas de pérdida de aguas, pasivos ambientales, cambios de vocación económica, drogadicción, prostitución y violencia, entre muchos otros. Esto se refleja en pérdida de confianza.

Por otra parte, opositores de estas tecnologías han acopiado información de impactos negativos con ejemplos de otros países, sin mucho contexto o tecnológicamente superados, lo que ha contribuido a crear confusión en la comunidad.

Es indispensable evitar campañas de información dispersa, sobrepuesta o fragmentada que solo contribuyen a aumentar la confusión y el rechazo a la prolongación o relanzamiento de la producción de hidrocarburos en la región, disminuyendo la viabilidad de la interlocución e, incluso, de rehabilitación de pasivos ambientales huérfanos.

Es recomendable adelantar campañas informativas en todos los aspectos y dimensiones. Se debe empoderar a la comunidad con mecanismos sociales de veeduría, con miras a la participación en procesos de vigilancia y control de cada una de las etapas de los pilotos exploratorios. Igualmente, es recomendable fortalecer la capacidad instalada a través de la formación, en aras de garantizar la generación de trabajo calificado como un activo social que permanecerá en el territorio, al tiempo que sus habitantes coparticipan en operaciones más conscientes de la preservación de las condiciones ambientales óptimas para el desarrollo de otras actividades humanas.

Por último, es necesario que las instituciones involucradas con el manejo de información geocientífica en el país (Servicio Geológico Colombiano, Agencia Nacional de

Hidrocarburos, Agencia Nacional de Minería, IDEAM, entre otras), con apego a la norma, realicen mayores esfuerzos para fomentar el derecho legítimo de todo ciudadano o entidad para acceder libremente y de manera sencilla a la información que ha sido adquirida por el Estado con recursos públicos o a través de contratos de exploración o producción con empresas privadas. Ecopetrol, como empresa mixta, debe ser ejemplo ante la sociedad de este tipo de buenas prácticas que redundan en la confianza de la comunidad con el sector.

13.5 LÍNEAS DE BASE AMBIENTALES Y SOCIALES

Es necesaria una buena línea de base en aspectos sociales, ambientales y económicos del área de influencia de los PPII, incluyendo una para la salud pública, con el fin de evaluar los impactos a largo plazo que la explotación de YRG pueda generar.

Estudios de salud pública recomiendan realizar unas tareas sistemáticas de análisis para evaluar el impacto real de la actividad, pues muestran correlaciones entre amenazas e impactos, específicamente en tres aspectos: (i) enfermedades respiratorias, (ii) partos pretérmino y (iii) generación de enfermedades cancerígenas (ver sección 8).

Como se mencionó en la sección 5, se debe mejorar el conocimiento de la biodiversidad en la zona de influencia del PPII, levantando una primera línea de base de especies vulnerables.

Para disminuir los riesgos de contaminación de acuíferos y el deterioro de la biodiversidad y de los ecosistemas terrestres, es indispensable generar información completa y suficiente sobre aspectos hidrogeológicos y ecosistémicos en las áreas donde se pretenda adelantar un PPII.

Durante la ejecución de los PPII recomendamos completar los estudios hidrogeológicos requeridos en el área de influencia para minimizar el riesgo de contaminación de acuíferos y divulgar los resultados.

Un buen nivel de conocimiento hidrogeológico y de los usos del agua, generado o verificado por entidades públicas, permitirá evaluar y minimizar el nivel de riesgo de que las intervenciones asociadas a la explotación de YRG generen contaminación de aguas con uso actual o potencial para consumo humano y otras actividades productivas, generando mayor confianza en las comunidades.

El ENA 2014 indica que todos los sistemas acuíferos que hacen parte del área hidrográfica Caribe y Magdalena–Cauca son de particular relevancia y deben considerarse prioritarios (ver apartado 6.1.1.).

Como parte de la línea base se deben identificar los impactos ambientales no compensados, generados por las actividades relacionadas con la extracción de hidrocarburos y diseñar, en acuerdo con las comunidades, una estrategia de compensación.

Estos sistemas de información deben ser revisados y verificados por entidades estatales competentes y puestos a disposición de la sociedad civil mediante un sistema de libre acceso. En particular, debe hacerse accesible a las comunidades locales de manera pedagógica.

Para el caso del VMM estimamos que esta información debería estar lista en dos años. La consideramos un requisito previo a la exploración y explotación comercial. Esto es aún más importante ahora que conocemos mejor los efectos del cambio climático y que está previsto el incremento en sus impactos negativos sobre la disponibilidad de agua.

13.6 ANÁLISIS Y GESTIÓN DE RIESGOS

En este informe se ha procurado examinar en detalle los principales riesgos asociados al FHPH y aportar recomendaciones concretas para su análisis y prevención.

Es necesario aclarar que el fracturamiento hidráulico con perforación vertical que se utiliza comúnmente en las etapas exploratorias, cuya finalidad es evaluar el potencial de producción, y que se podría denominar “fracturamiento hidráulico convencional”, ha sido utilizado por la industria durante varias décadas. Es una técnica conocida ampliamente por las empresas operadoras y de servicios y por las autoridades regulatorias y ambientales, y no genera riesgos mayores a los de la actividad tradicional.

Ante esta realidad, y haciendo un análisis cruzado de experiencias en otros lugares del mundo donde se realiza *fracking* a escala industrial, se determinaron cuáles serían las amenazas y riesgos de contaminación y sus efectos en la salud pública y los ecosistemas, así como los de sismicidad inducida.

Es importante resaltar que el progreso tecnológico ha posibilitado avances de ingeniería para reducir estas amenazas con perfeccionamiento continuo de la técnica y mejor selección de insumos. Se han desarrollado herramientas tanto tecnológicas como de gestión para manejar los riesgos de una manera adecuada.

Tanto los PPII como todos los posibles proyectos de FHPH deben tener un análisis de riesgo que debe hacerse y someterse a la aprobación de la autoridad competente como parte del licenciamiento ambiental. Este análisis debe ser avalado por una entidad capaz y

competente y ser publicado en su totalidad para someterlo al conocimiento, revisión y comentarios del público.

Es responsabilidad de los operadores estudiar las tecnologías disponibles y asegurar que se utilizan las de menor impacto ambiental y social. Los riesgos asociados con las tecnologías deben ser razonablemente manejables. En todo caso, las empresas operadoras tienen la responsabilidad de compensar todos los impactos ambientales y sociales, previstos y no previstos, que la utilización de estas tecnologías pueda generar.

Por tanto, se evidencia la necesidad de sistemas de gestión del riesgo dinámicos y alimentados continuamente con toda la información que se vaya obteniendo en los proyectos piloto de investigación integral. Hay ejemplos interesantes, como los utilizados en yacimientos europeos (Proyecto Europeo FRACRISK – www.fracrisk.eu), el de la lutita de Marcellus (Soeder, 2017) o el desarrollado para Australia (Shanafield *et al.*, 2018).

En conjunto, tanto el Estado como las operadoras y las universidades e institutos de investigación necesitan combinar esfuerzos para generar el conocimiento necesario de todas las variables geocientíficas, así como un adecuado monitoreo, que permitan gestionar y reducir los riesgos ambientales y cuantificar los efectos reales de la actividad en la región, y realizar modelos propios (por ejemplo, Jabbari *et al.*, 2016). En este sentido, es estratégico el desarrollo de proyectos piloto científicos que garanticen de primera mano información para construir y alimentar modelos hidrogeológicos regionales y evaluar con más detalle, por ejemplo, el impacto de la sismicidad inducida, entre otras áreas del conocimiento.

A los riesgos directos del FHPH se suma la necesidad de contar con la capacidad de anticipación y respuesta ante posibles condiciones de vandalismo e impactos ambientales asociados. Fenómeno de complejo y difícil manejo, dada la presencia de grupos armados ilegales.

13.7 FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL

Los países y estados que han decidido permitir la actividad han basado sus decisiones en conceptos científicos y técnicos independientes y en estudios de costo/beneficio. En estos casos, la población y los gobiernos han depositado su confianza en las autoridades regulatorias y las de vigilancia y control, y se han asegurado de que tengan la capacidad y los medios para ejercer sus funciones eficazmente. La supervisión y participación de las comunidades locales ha sido un común denominador.

Colombia es un país que tiene una industria de producción de hidrocarburos importante para sostener su dinámica económica y para el equilibrio fiscal. Tiene una tradición de

convivencia con la industria de más de cien años. Sin embargo, adolece de falta de confianza en sus instituciones de regulación y control, a pesar de tener un esquema regulatorio relativamente moderno y completo, aunque siempre sujeto a mejoras continuas, como algunas que se sugieren en otras partes de este informe.

Para emular las mejores prácticas internacionales y lograr la confianza del público, se recomienda aprovechar la etapa de los PPII para hacer un diagnóstico de la capacidad institucional y plantear un plan de acción para su mejora.

Dada la fragilidad y diversidad de los ecosistemas tropicales y de nuestra hidrogeología, las capacidades de esta institucionalidad deben ser consecuentes. Para diseñar, financiar, equipar y poner en operación la estructura institucional ambiental requerida, su prueba piloto está en demostrar la aplicación de la legislación en los YRG en el proyecto piloto de PHFH, y la elaboración de un plan para la identificación, gestión, reducción y compensación de los impactos económicos y ecosistémicos negativos generados por los impactos ambientales (pasivos ambientales) asociados a la extracción de hidrocarburos en la zona donde se adelante el proyecto piloto de FHPH.

En caso de no contar con las capacidades institucionales al comienzo del PPII, se debe adoptar una solución que involucre entidades académicas, profesionales y especialistas independientes para que, en coordinación con las autoridades técnicas y ambientales, garanticen la aplicación de la legislación y la normatividad aplicable. La capacidad institucional debe estar gestionada antes de iniciar procesos de FHPH con propósitos comerciales.

Es necesario asegurar la estabilidad laboral y la financiación para la contratación, en condiciones competitivas con el sector, de especialistas calificados para que los proyectos, obras o actividades objeto de licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental, de manera que la ANLA y las CAR contribuyan de manera sólida y estable al desarrollo sostenible del país.

13.8 MEJORAMIENTO DE LAS CAPACIDADES REGIONALES Y LOCALES

El desarrollo de la capacidad institucional, no solo de las instituciones ambientales sino también de las relacionadas con la gestión de territorios sostenibles y desarrollo local, debe contribuir a garantizar los derechos de las comunidades y la adecuada inversión de las regalías y otros excedentes generados por la actividad de extracción y transferidos a la región para ser invertidos en el desarrollo local y regional.

Reiteramos, como se ha hecho a lo largo de este informe (secciones 9 y 10) que es necesario fortalecer la capacidad de gestión de los municipios receptores de regalías para asegurar la inversión de los recursos generados por la actividad en beneficio de las comunidades. Realizar un diagnóstico de la capacidad de gestión financiera y fiscal, acompañado de un plan de acción a dos años para fortalecerla, debería ser posible durante la etapa del PPII y una condición indispensable para avanzar en la explotación de YRG.

13.9 PARTICIPACIÓN EN LAS DECISIONES Y EN LOS BENEFICIOS

La definición política de permitir, condicionar o prohibir el FHPH se constituye en una valiosa oportunidad para hacer ajustes estructurales necesarios que permitan superar aspectos críticos que hoy persisten, y que evidencian desconexión entre la extracción de hidrocarburos y la materialización de beneficios para el desarrollo de las regiones donde se efectúan las operaciones.

Una posibilidad que planteamos en la sección 3 y que aquí reiteramos considerar es que las comunidades puedan participar directamente de los beneficios de las actividades extractivas al constituirse en “socias” de esas actividades. Habría que definir, como se acordó en Inglaterra, un mecanismo adecuado de participación en las utilidades del negocio, que pueden ir a un fondo para el apoyo al desarrollo regional que disponga de proyectos de mejora social propuestos por las comunidades y avalados por organismos independientes y autoridades serias y de máxima credibilidad.

Para no afectar el equilibrio económico de los contratos, tales participaciones deberían ser descontables de las regalías o de los impuestos a la renta de las operadoras. Esta propuesta va más allá de las inversiones obligatorias en proyectos en beneficios de las comunidades, que se limitan al 1% del valor de la inversión.

Habría que definir un mecanismo para que voceros de las comunidades entren a formar parte de alguna o algunas de las instancias de decisión para estar informados en forma directa y apropiada de las determinaciones que les afectan y de los resultados de la actividad.

Esta estructura de participación idealmente debería definirse y hacerse operativa durante el PPII y para posibles procesos de explotación comercial debe estar funcionando de manera previa al inicio de actividades. Se debe acordar indicadores claros para asegurar que los resultados de las actividades extractivas se expresen en la creación de valor económico, social y ambiental que beneficien a las comunidades locales, al Estado y al

sector privado. La *licencia social* es parte central de la estrategia de gestión de los riesgos asociados con el FHPH y sus actividades conexas.

13.10 INSPECCIÓN, VIGILANCIA Y CONTROL

La autoridad ambiental nacional y las regionales, responsables de emitir las licencias ambientales y de hacer seguimiento y monitoreo de las diferentes actividades relacionadas con la exploración y explotación en los YRG, deben estar consolidadas y tener capacidades similares a las de los países desarrollados donde se adelanta la exploración piloto o comercial de YRG (Alemania, Australia, Inglaterra, Estados Unidos o Canadá).

La inspección y vigilancia tiene fundamento en leyes como la 222 de 1995 (Superintendencia de Sociedades), 1122 de 2007 (Superintendencia Nacional de Salud) y 1493 de 2011 (Dirección Nacional de Derechos de Autor), entre otras. Pero debe considerarse que las funciones de inspección, vigilancia y control de una actividad privada son por su naturaleza formas de intervención estatal que implican restricciones importantes al libre ejercicio de las actividades privadas (artículos 16 y 333 C. P.), al derecho de asociación (artículo 38 C. P.) y a la reserva de la información privada (artículo 15 C. P.), entre otros derechos fundamentales (Consejo de Estado, 2015). Al menos en este sentido, podemos decir que la normatividad debe ajustarse y modernizarse consensuadamente, de tal forma que se garantice el derecho a un ambiente sano de las comunidades asentadas en los territorios donde existe potencial para estos desarrollos.

Frente a estas tecnologías e iniciativas, se debe implementar una estructura sólida de inspección, vigilancia y control que sea garante del cumplimiento de los máximos estándares de cuidado ambiental en las diferentes operaciones asociadas al desarrollo de los YRG. Su fin es que no se reproduzcan prácticas que son señaladas como promotoras de la acumulación de pasivos ambientales en el VMM y otras regiones. Por tanto, para hacer viable socio ambientalmente este tipo de actividad será necesario que el Estado implemente en el corto plazo dicha estructura. Por ende, **se propone la constitución de una Superintendencia de Asuntos Ambientales Minero-Energéticos.**

Lo anterior coincide con argumentos de líderes de opinión en Colombia, como los citados Ernesto Guhl, Fabio Velásquez, Manuel Guzmán-Hennessey, Manuel Rodríguez y José Antonio Ocampo. Estos especialistas que alertan sobre la irresponsabilidad que implicaría permitir la explotación de YRG en las condiciones en las que se ha hecho la explotación de yacimientos convencionales.

13.11 SÍNTESIS

En síntesis, las siguientes son las acciones que consideramos necesarias para desarrollar el FHPH en Colombia:

- Construir confianza durante la ejecución de los PPII entre las comunidades locales, las instituciones públicas y las empresas.
- Tramitar la *licencia social* para la explotación comercial.
- Mejorar el nivel de conocimiento en aspectos técnicos y científicos para disminuir y manejar los riesgos.
- Fortalecer la institucionalidad para garantizar la aplicación de la regulación ambiental y usar el conocimiento generado para hacer un efectivo seguimiento y control de las actividades para generar el mínimo impacto ambiental posible.
- Asegurar transparencia en la información y comunicación con la sociedad civil y generar oportunidades económicas para el país y los territorios, asegurando un beneficio neto para las comunidades locales y favoreciendo la gestión de territorios sostenibles.

La Comisión Interdisciplinaria Independiente confía en que el cumplimiento de las condiciones planteadas en esta sección contribuirá en buena medida a satisfacer los requerimientos de la Contraloría General de la República (2014), referidos a la necesidad de aplicar el principio de precaución a las actividades de *fracking* en Colombia, lo cual se ratifica en la Sentencia C-703/10 y en el fallo del Expediente 20160014000 (57.819) del Consejo de Estado (noviembre, 2018).

14 PROYECTO(S) PILOTO INTEGRAL(ES) DE INVESTIGACIÓN (PPII)

Con los insumos recabados en este estudio, y con el respectivo análisis de experiencias de países en donde el despliegue del *fracking* en todas sus etapas se ha realizado, es decir, desde la exploración experimental hasta la producción comercial de hidrocarburos, la Comisión, por consenso, recomienda para Colombia es la implementación de uno o varios Proyectos Pilotos de Investigación Integral (PPII) que permitan generar conocimiento y evidencias para tomar decisiones sobre la producción comercial mediante esta técnica.

La implementación de los PPII con FHPH debe cumplir con el requisito fundamental de una fase previa y un análisis *ex post*. En concordancia con lo anterior, esta Comisión se propone un recorrido de tres etapas:

1. **Etapla uno:** Previa a la ejecución de un proyecto piloto de investigación integral (PPII), donde es necesario adelantar diversas actividades relacionados con temas sociales, técnicos e institucionales.
2. **Etapla dos:** Simultánea con la ejecución de uno o varios PPII, usando técnicas de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal (FHPH) y en la cual se revisan, gestionan y complementan aspectos técnicos, sociales e institucionales.
3. **Etapla tres:** Se evalúan los resultados de las investigaciones realizadas y, de acuerdo con ello, se define la posibilidad de realizar proyectos de exploración y explotación comercial, usando la técnica del FHPH en algunos lugares y con tecnologías identificadas y controladas.

Las tareas que la Comisión considera que se deben abordar durante la etapa de exploración, y previamente a los proyectos piloto y a la etapa de producción, son ambiciosas, pero posibles si se les da la prioridad que merecen y los recursos necesarios.

La Comisión consideró pertinente recomendar el aprovechamiento de la etapa exploratoria para corregir las deficiencias que tiene el Estado colombiano, incluyendo las autoridades locales, para garantizar la seguridad de las operaciones en la etapa de producción y la confianza de las comunidades y de las autoridades locales mucho antes de que comience la explotación.

La Comisión considera que se debe establecer el diálogo con las comunidades y construir confianza durante la ejecución de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) y, según su resultado y evaluación, obtener la *licencia social* antes de iniciar la actividad de

explotación comercial, si se decide avanzar en esta etapa. Para lograr la *licencia social*, entre otras condiciones, es necesario que las comunidades sean compensadas justamente por el impacto de las operaciones, y que también participen de las utilidades del negocio.

Para lograrlo, la comunidad debe tener acceso a toda la información concerniente a sus intereses sobre los proyectos que se realicen en sus territorios y debe participar de forma efectiva en las decisiones sobre los asuntos que las afecten.

Consideramos que, frente a las preocupaciones manifestadas por los representantes de las comunidades, las autoridades, y los grupos interesados en divulgar los riesgos, estas recomendaciones tendrían un efecto importante y las harían manejables durante la etapa de exploración y los proyectos piloto.

14.1 CONDICIONES PREVIAS - ETAPA 1

El propósito de esta etapa es atender las condiciones que hoy causan la carencia de la licencia social para el uso del *fracking* y construir confianza con las comunidades sobre los términos y condiciones de la ejecución de los PPII. Esto significa avanzar en los siguientes aspectos:

- **Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública.** Durante esta etapa previa a la ejecución del PPII se debe avanzar institucionalmente para cumplir de manera satisfactoria la **Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública**. Esto significa divulgar toda la información relacionada con la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos, iniciando por aquella información asociada con la zona de influencia donde se piensa avanzar con los PPII. Esto incluye la información sobre la adjudicación de bloques para exploración, el trámite y condiciones de las licencias ambientales, los expedientes de su seguimiento, la publicación de todo el conocimiento y las carencias de información asociadas con ecosistemas, hidrogeología y sismicidad, entre otros temas relacionados. Específicamente, se requiere total acceso a la información sísmica y de las primeras capas de importancia hidrogeológica, así como a los registros geofísicos de pozo, tales como tomografías o perfiles geoeléctricos (i.e. GR, SP, Resistivos, SW). Es importante que los registros del Sistema EPIS puedan ser usados libre y gratuitamente por parte de las entidades del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación.
- **Necesidades de capacidad institucional.** En esta etapa se deben identificar las necesidades de desarrollo de **capacidades institucionales** para hacer seguimiento técnico y normativo al PPII, en particular, y, en general, al FHPH.

- **Necesidades de capacitación técnica y organizativa.** Se deben identificar las necesidades de formación y capacitación de las comunidades locales y regionales para la participación frecuente y consciente de las mismas en la ejecución y seguimiento de las actividades del PPII.
- **Tecnología de mínimo impacto.** Una tarea inicial esencial, en la cual se debe contar con la participación de las universidades y sus centros de investigación, y que debe ser liderada por entidades estatales, en diálogo con las posibles empresas operadoras de los PPII, es la selección de la tecnología de mínimo impacto para el PPII. Esta selección debe estar acompañada de procesos claros de debate y divulgación con diversos grupos de interés y comunidades locales.
- **Participación y veeduría ciudadana.** En este punto se debe acordar cuáles serán los mecanismos de participación y veeduría ciudadana en el PPII.
- **Normatividad ambiental y social.** Durante esta etapa previa es indispensable adelantar los ajustes regulatorios necesarios para asegurar el uso de tecnologías de mínimo impacto sobre el medio físico y social.
- **Salud.** Es necesario acordar, con las comunidades locales, el manejo de los riesgos de salud con pobladores cercanos al lugar del PPII para minimizar sus posibles efectos.
- **Definición de línea base.** Para medir el impacto de las actividades relacionadas con el PPII, es necesario que en su área de influencia se levanten los aspectos relevantes de una línea base social que incluya aspectos de salud, economía y uso de recursos naturales. También se deben levantar los aspectos básicos de la línea base ambiental, que incluyan una descripción de los ecosistemas terrestres y acuáticos. En este proceso es conveniente contar con la activa participación y veeduría ciudadana. La ejecución de los PPII permitirá complementar estas líneas base, por lo que este requisito no debe retrasar el inicio de los PPII.

14.2 ACCIONES CONCOMITANTES CON LOS PPII - ETAPA 2

Todas las actividades relacionadas con los proyectos piloto de investigación integral (PPII) deben tener el carácter de experimental, controlado, transparente, con verificación y seguimiento independiente y participación comunitaria.

Un resultado inherente a este PPII es que se **complemente la línea base** de información biofísica en temas tales como ecosistemas, hidrogeología y sismicidad.

Durante la ejecución del PPII, como parte de la gestión de la *licencia social* y pensando en la posible etapa de producción con técnicas de FHPH, es necesario poner atención a los siguientes aspectos:

- **Impactos ambientales no resueltos.** Identificar y gestionar los impactos ambientales no resueltos generados por actividades relacionadas con la producción de hidrocarburos en yacimientos convencionales (rocas almacenadoras) en el área de influencia del PPII. Una vez identificados los impactos ambientales no resueltos, se debe a su vez identificar a los responsables y acordar una estrategia de mitigación o compensación por sus efectos. Este proceso debe estar acompañado de la participación comunitaria tanto en la identificación de los impactos como en su resolución.
- **Participación informada.** De manera previa, durante y después de la ejecución del PPII, debe mantenerse un nivel de información completo y pedagógico con las comunidades sobre todas las actividades, riesgos y efectos relacionados con el PPII.
- **Mecanismos de participación en proyectos futuros.** Es importante que durante el PPII se acuerden los mecanismos de participación comunitaria en caso de definir *fracking* comercial, una vez terminado y evaluado el PPII.
- **Desarrollo local y gestión de territorios sostenibles.** Durante la etapa de ejecución del PPII se debe generar una mayor capacidad en las instituciones locales y regionales responsables de liderar los proyectos y la ejecución de los recursos públicos en las zonas de influencia de PPII. Esto incluye la definición de mecanismos con participación ciudadana para identificar las utilidades a ser transferidas a las comunidades por eventual *fracking* comercial y la participación y veeduría para definir y usarlos en la gestión de territorios sostenibles. También debe incluir la elaboración de presupuestos participativos, con claros indicadores de desarrollo local.
- **Fortalecimiento del sistema institucional.** El periodo de ejecución de PPII debe estar acompañado del fortalecimiento institucional requerido para tener capacidad de seguimiento y control al nivel de las mejores prácticas internacionales en las actividades relacionadas con *fracking*. Esto significa el fortalecimiento de las entidades ANLA, ANH, SGC, IDEAM, IAvH, CAR, INS, ICANH e instituciones para el desarrollo local. Es importante identificar y poner en práctica acciones para que estas instituciones actúen de manera sistémica.

14.3 POSIBLE TRÁNSITO A LA PRODUCCIÓN COMERCIAL OBSERVANDO EL PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN - ETAPA 3

Una vez realizado el PPII deben ser analizados los resultados de la etapa de investigación integral y, observando el principio de precaución, definir si el país está listo para avanzar con la producción comercial. Esta se debería iniciar donde la evaluación costo-beneficio realizada de manera integral genere un balance positivo y donde, según la información recopilada, los riesgos sean manejables.

- **Licencia social.** Como paso inicial en esta etapa tres, es necesario y conveniente contar con la *licencia social* en los sitios donde las actividades comerciales se vayan a desarrollar. Una vinculación con actitud positiva de las comunidades locales facilita la actividad y contribuye a disminuir los riesgos generados tanto por la actividad como por acciones de terceros.
- **Oferta y demanda de recursos naturales.** Para definir los posibles lugares de intervención con la técnica del *fracking* (FHPH), es necesario adelantar un análisis de oferta y demanda de recursos naturales a nivel local y regional en aspectos tales como uso de agua, manejo de suelos y conservación, y aprovechamiento de la biodiversidad, entre otros, que puedan generar tensión entre los intereses locales y los regionales y nacionales.
- **Información biofísica.** La ejecución de PPII debe permitirnos disponer de información biofísica suficiente para manejar niveles de riesgo satisfactorio para las comunidades. Sabemos que, a mayor conocimiento, mejor capacidad de identificación y manejo de riesgos.
- **Capacidad institucional.** Durante el periodo de ejecución del PPII se debe presupuestar y ejecutar la inversión para alcanzar un nivel de capacidad institucional suficiente, que asegure el cumplimiento de la normatividad ambiental y el adecuado uso y seguimiento institucional y social de las tecnologías de mínimo impacto.
- **Tecnologías utilizadas.** Un aspecto crucial para manejar adecuadamente la actividad, observando el principio de precaución, es que se deben conocer de manera detallada las tecnologías que se pretenden utilizar en cada caso y los efectos esperados de su uso. Esto incluye una descripción detallada de los químicos y la mezcla y manejo de estos, como también aspectos relacionados con su manejo para evitar contaminación de acuíferos y sismicidad, entre otros aspectos relacionados.

- **Compensación por efectos ambientales.** El Estado colombiano, a través de sus instituciones, debe hacer efectivo que todos y cada uno de los operadores asumen responsabilidades, y posibles sanciones y compensaciones por impactos ambientales previstos y no previstos asociados con su actividad. En caso de efectos residuales, será el Estado quien entre a compensar a las comunidades y a la sociedad colombiana por los efectos negativos asociados con la actividad de FHPH.
- **Desarrollo local y extracción de hidrocarburos.** Como lo señalamos anteriormente, es necesario apoyar la institucionalidad local y regional, y definir mecanismos de seguimiento y control sobre el uso de los recursos públicos generados por esta actividad y transferirlos a las localidades para que su inversión genere desarrollo socioeconómico y la gestión de territorios sostenibles. Un aspecto complementario al desarrollo institucional es la elaboración de presupuestos participativos para la ejecución de los recursos públicos.
- **Información en línea.** En la producción comercial de hidrocarburos se debe contar con un sistema de información en línea sobre todas las actividades, sus resultados e impactos.
- **Veeduría y seguimiento.** La veeduría y seguimiento tanto por parte de las comunidades como de las instituciones debe ser operativa y contar con mecanismos que la garanticen.

Estimamos que para superar los requisitos necesarios para avanzar del PPII a la exploración y explotación con fines comerciales se requeriría un mínimo de dos años para generar y fortalecer la capacidad institucional, generar la información hidrogeológica y ecosistémica, identificar y compensar por los impactos generados (pasivos ambientales) por los yacimientos convencionales en el área de influencia, y gestionar la *licencia social* para la explotación.

Para definir el paso de la exploración a la explotación, un requisito adicional es adelantar un análisis costo-beneficio que incluya no solo los costos y beneficios sectoriales, sino también aquellos considerados como externalidades. Es necesario revisar en su momento las experiencias internacionales, las medidas adoptadas y las lecciones útiles para Colombia, pues esta tecnología y su forma de evaluación evolucionan y se actualizan constantemente, tanto en términos técnicos, como políticos y económicos.

15 PACTO DE ESTADO POR LA SOSTENIBILIDAD

Para que el uso del FHPH se asocie con la gestión de territorios sostenibles y al desarrollo sostenible del país, más que una política de gobierno es necesaria una política de Estado, donde se articulen todos los actores en torno a una nueva matriz energética que contribuya al desarrollo integral y sostenible.

El gobierno actual tiene la gran oportunidad de liderar la creación de un “Pacto de Estado” en torno a una nueva matriz energética integral que permita, por un lado, hacer de la explotación de hidrocarburos una oportunidad para el desarrollo integral y sostenible de los territorios, hoy a la zaga de indicadores de desarrollo, y, por otro lado, poner en marcha una estrategia para generar ingresos al fisco nacional que aseguren la sustitución gradual, en los plazos requeridos, de los que hoy son captados por la extracción de petróleo y carbón.

Dicho pacto constituiría una oportunidad para impulsar la diversificación de la economía y el cumplimiento de compromisos internacionales como el Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

16 PARADOJA Y REFLEXIÓN FINAL

El recorrido que realizó el equipo, en términos de revisión bibliográfica de experiencias externas, nos señala que en Estados Unidos el gas extraído con *fracking* ha generado condiciones competitivas para reemplazar carbón por gas para la generación de energía eléctrica. Esta sustitución tiene claros impactos positivos en términos de emisión de gases y efecto invernadero. De otra parte, China, que utiliza cerca del 52% del carbón que se quema en el mundo, tiene un alto potencial para pasar a usar gas, obtenido mediante *fracking*, pues tiene importantes reservas probadas para avanzar en el corto plazo en esta sustitución. China es el país que más ha evolucionado en la generación y uso de energías renovables alternativas —sol y viento—, y el desarrollo y el uso del *fracking* avanza de manera simultánea a la investigación para transformar su matriz energética.

Con el desarrollo del *fracking*, la disponibilidad de gas, petróleo y carbón en el mundo no es el limitante que anima a su sustitución. Lo que anima y obliga a su sustitución es la necesidad de evitar que el calentamiento global sea mayor a 1,5 grados. Si el planeta busca alcanzar esa meta en el mediano plazo, se debe acordar que parte del carbón, el petróleo y el gas sean dejados en el subsuelo y no sean utilizados.

El estado de California, que en Estados Unidos es quizás una referencia por su acción responsable para cumplir con el Acuerdo de París y que como región es una de las más activas y dinámicas en el mundo, aportando valiosos insumos tecnológicos para disminuir la emisión de gases efecto invernadero, vivió una interesante paradoja con Jerry Brown, demócrata, gobernador del estado entre 2010-2018 y líder ambientalista, local y global. Brown aprobó el uso del *fracking* en California en 2015 y, simultáneamente, convocó y lideró la Cumbre Global de Acción Climática en 2018. Esto ha generado reacciones contradictorias en la población de California respecto a las determinaciones de su líder.

Para nosotros, y dado que Colombia y el actual gobierno están comprometidos en avanzar con una política efectiva que modifique la matriz energética buscando reemplazar los combustibles fósiles por fuentes renovables alternativas, la pregunta es la siguiente: ¿Qué papel juega el *fracking* en nuestro contexto?

Teniendo en cuenta que esta propuesta no es vinculante y que corresponden al gobierno tomar las decisiones que considere convenientes, la Comisión recomienda por consenso que previo a tomar la determinación de hacer o no *fracking* con propósitos comerciales en Colombia se debería cumplir las tres etapas mencionadas en la sección 14. Esto significa que, cumpliendo los requisitos mencionados a lo largo del documento, se recomienda avanzar con los PPII en las condiciones señaladas. En estas etapas se debe

sortear una serie de requisitos para que, una vez cumplidos y según la evaluación de la experiencia del PPII, se pueda tomar la determinación de hacer o no *fracking* y, si se hace, de cómo y dónde hacerlo.

17 EPÍLOGO

Las observaciones y recomendaciones presentadas en este informe han sido ampliamente discutidas y acordadas en el seno de la Comisión. Por tanto, representan nuestro criterio colectivo acerca de un tema de interés nacional y especialmente de los habitantes de los territorios donde se prevé realizar actividades exploratorias en YRG.

Las recomendaciones planteadas buscan aportar elementos de juicio para la toma de decisiones por parte del gobierno nacional, en quien confiamos dará buen uso del conocimiento y de las ideas que hemos plasmado en el informe, con miras a lograr un equilibrio entre el beneficio nacional, los beneficios de las comunidades y la gestión de los riesgos que pueden afectar al ambiente y a la población.

REFERENCIAS

- ANH, (2010). *Mapa de Rezumaderos de Colombia*. Obtenido de www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/MAPA%20DE%20REZUMADEROS/. Consultado 22 de noviembre de 2010.
- A., Andrade A., Saavedra K., Amaya P. y P. Arévalo. (2017). *Estado de los Ecosistemas Colombianos: una aplicación de la metodología de la Lista Roja de Ecosistemas (Vers2.0). Informe Final*. Pontificia Universidad Javeriana y Conservación Internacional- Colombia, Bogotá. 138 pp.
- Andrew J. Kondash, Nancy E. Lauer, Avner Vengosh. (2018). The Intensification of the Water Footprint of Hydraulic Fracturing. *Science Advances*, August 17. DOI: 10.1126/sciadv.aar5982
- ACP. (2018). *Yacimientos no convencionales: una oportunidad para Colombia, Informe Económico, agosto-septiembre*.
- Agencia de Noticias Universidad Nacional. Proyectos mineros deben contar con licencia social. (2015). En línea, consultado el 1 de diciembre de 2018. Disponible en: <http://agenciadenoticias.unal.edu.co/detalle/articulo/proyectos-mineros-deben-contar-con-licencia-social.html>
- ANH. (2012). *Petroleum Geology of Colombia, Middle Magdalena Basin*. Vol II. 193pp, Editor F. Cediel.
- Banco de la República. (2017). *Informe del Gerente: El ajuste de la economía colombiana y la dinámica de los ingresos externos - Informe del Gerente General del Banco de la República*, julio.
- Barrero D, Pardo A, Vargas C.A. (2007). *Colombian Sedimentary Basins*. First Edition: ANH. ISBN: 978-958-98237-0-5.
- Barth, J. (2013). *The Economic Impact of Shale Gas Development on State and Local Economies: Benefits, Costs, and Uncertainties, New Solutions* - Vol. 23(1).
- Besfamille, M., N. Grosman, D. Jorrat, O. Manzano y P. Sanguinetti. (2017). Public Expenditures and Debt at the Subnational Level: Evidence of Fiscal Smoothing from Argentina. *Documentos de Trabajo 482*. Instituto de Economía. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Birdsell, D. T., H. Rajaram, D. Dempsey, and H. S. Viswanathan. (2015). Hydraulic fracturing fluid migration in the subsurface: A review and expanded modeling results. *Water Resources. Res.*, 51, 7159–7188, doi:10.1002/2015WR017810.
- Boutilier y Thomson. (2011). La Licencia Social para Operar. Publicado en Darling, P.; *SME Manual de Ingeniería Minera*, capítulo 17.2, páginas. 1779-1796. Sociedad de Minería, Metalurgia y Exploración, Littleton, Colorado, EEUU. En línea, consultado el 30 de noviembre de 2018. Disponible en: https://www.stakeholder360.com/La_Licencia_Social_SME_capitulo_2011_espa%C3%B1ol.pdf
- Brown, M. R. M. & Ge, S. (2018). Distinguishing Fluid Flow Path from Pore Pressure Diffusion for Induced Seismicity. *Bulletin of the Seismological Society of America*, Vol. 108, No. 6, páginas. 3684–3686, December 2018, doi: 10.1785/0120180149.
- Cassidy, Travis. (2018). *Local Government Responses to Permanent vs. Transitory Grant Revenue: Evidence from Indonesia*. Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=3045950> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3045950>

- CGR-CDMA. (2016). *Informe de Auditoría a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA. Vigencia 2015*. Bogotá, D. C.: Contraloría General de la República (CGR), Contraloría Delegada para el Medioambiente (CDMA), CGR-CDMA-DVF No. 006.
- Comisión Interamericana de Derechos Humanos. *Derechos de los Pueblos Indígenas y Tribales sobre sus tierras ancestrales y recursos naturales. Normas y jurisprudencia del Sistema Interamericano de Derechos Humanos*, OEA/Ser.L/V/II, Doc. 56/09, 30 de diciembre de 2009, p. 285.
- Consejo de Estado, Sentencia C-703 de 2010.
- Consejo de Estado. (2015). Concepto-Número-11001030600020140017400-de-16-04-2015. Disponible en: <https://forvm.com.co/wp-content/uploads/2015/06/Concepto-Número-11001030600020140017400-de-16-04-2015.-Consejo-de-Estado.pdf>
- Consejo de Estado. (2018). Sala de los Contencioso administrativo, Sección Tercera, Subsección B Expediente 20160014000 (57.819). Consejero Ponente RAMIRO PAZOS GUERRERO. 2018.
- Consejo de Estado. Consejo de Estado suspende normas que regulan el *fracking*. Disponible en: <http://www.consejodeestado.gov.co/news/consejo-de-estado-suspende-normas-que-regulan-el-fracking/>
- Consejo Nacional de Planeación. (2011). *Prosperidad para todos y todas. Concepto del Consejo Nacional de Planeación sobre las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014*. Bogotá, D. C.
- Consejo Nacional de Planeación. (2014). *Informe de evaluación Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 “Prosperidad para todos”*. Septiembre.
- Contraloría General de la República. Comunicado de prensa No. 106. https://www.contraloria.gov.co/contraloria/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/-/asset_publisher/9IOzephPkrRW/content/contraloria-encontro-hallazgos-fiscales-por-100-mil-millones-en-10-corporaciones-autonomas-regionales
- Contraloría General de la República. Comunicado de prensa No. 136. Agosto de 2018. https://www.contraloria.gov.co/contraloria/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/-/asset_publisher/9IOzephPkrRW/content/contralor-pide-suspender-su-aplicacion-el-pais-no-esta-suficientemente-preparado-para-mitigar-los-riesgos-y-afectaciones-del-fracking-
- CORPOGUAJIRA, UdeA, MADS. (2013). *Plan de Manejo Ambiental de Acuíferos-PMAA-Cuenca del Río Ranchería*. Grupo de Ingeniería y Gestión Ambiental -GIGA- Facultad de Ingeniería. Universidad de Antioquia.
- Corte IDH. Caso Pueblo Indígena Kichwa de Sarayaku vs. Ecuador, Fondo y Reparaciones, Sentencia de 27 de junio de 2012, Serie C No. 245, párrs. 167 y 186.
- Daniel, Philip, Alan Krupnick, Thornton Matheson, Peter Mullins, Ian Parry y Artur Swista. (2017). *How Should Shale Gas Extraction Be Taxed? IMF Working Paper WP/17/254*. Fondo Monetario Internacional.
- Davies, RJ; Mathias, SA; Moss, J; Hustoft, S; Newport, L. (2012). Hydraulic fractures: How far can they go? *Marine and Petroleum Geology* 37: 1-6. <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.04.001>.
- Davis, Graham A. y James Smith (por publicar), Design and Performance of Mining and Petroleum Fiscal Regimes in Latin America and the Caribbean, IDB WORKING PAPER SERIES, Inter-American Development Bank.
- Davis, G. A. (2011). “The Resource Drag”. *International Economics and Economic Policy* 8(2), páginas 155-76, June.

- Department of Energy and Climate Change. Government response to the environmental Audit committee's inquiry into environmental Risks of *fracking*. Disponible en: <http://data.parliament.uk/writtenevidence/committeeevidence.svc/evidencedocument/environmental-audit-committee/environmental-risks-of-fracking/written/18683.pdf>
- Diario Oficial de la Unión Europea. (2014). *Recomendación de la Comisión relativa a unos principios mínimos para la exploración y producción de hidrocarburos (como el gas de lutita) utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen*.
- DNP. (2018). *Guía de distribución del Sistema General de Regalías entre fondos y beneficiarios*. SR-G01 – versión 5.
- Donado, L.D., Arenas, M.C., Guadagnini, A., Riva, M. & Pescador, J.P. (2018). Hydrogeological Characterization in Tropical Regions with lack of information subject to competing uses of groundwater. *EOS Trans. AGU*, 99(12), Fall Meet. Suppl., Abstract H32D-03. DOI: 10.13140/RG.2.2.12349.10727. ISSN: 0096-3941.
- Econometría-SEI. (2014). *Levantamiento de la línea de base de los Fondos de Desarrollo Regional y de Compensación Regional que permita una Futura Identificación y Evaluación de sus Impactos, Producto 5 – Informe final de línea de base de impacto*.
- Ecopetrol. (2019). *Potencial de yacimientos no convencionales en Colombia. Presentación realizada a la Comisión de Expertos, enero*.
- Egbue, O., Kellogg, J., Aguirre, H., Torres, C. (2014). Evolution of the stress and strain fields in the Eastern Cordillera, Colombia. *J. S. Am. Earth Sci.* 58, páginas 8–21.
- EIA. (2015). *Technically recoverable shale oil and shale gas resources, Northern South America*.
- El Tiempo. 2018. El petróleo no es el futuro. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/opinion/columnistas/jose-antonio-ocampo/el-petroleo-no-es-el-futuro-172288>
- El Tiempo. 2018. Energía serena. Disponible en: <https://m.eltiempo.com/opinion/columnistas/guillermo-perry/energia-serena-guillermo-perry-303070>
- Environmental Protection Agency. (2016). *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Executive Summary. Office of Research and Development, Washington, DC. EPA/600/R-16/236ES*.
- EPA. (2016) *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report)*. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA/600/R-16/236F.
- Etter, A., Andrade, P., Amaya, P., Arévalo. (2015). *Estado de los Ecosistemas Colombianos – 2014: Una ampliación de la metodología de lista roja de ecosistemas*.
- Fierro Morales, J. (2016). *Evaluación socioambiental de los impactos de la actividad petrolera en el corredor Puerto Vega - Teteyé (Putumayo). Comisión Minero-energética y ambiental para el Putumayo. Bogotá*.
- Fierro Morales, J. (2018). *Aportes geoambientales para la discusión del fracking en Colombia*. En prensa.
- García, M., Mier, R., Cruz, L. E., Vásquez, M. (2009). *Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas, Informe Interno Contrato 2081941 FONADE -UIS-ANH*.

- Government UK. *Guidance on fracking: developing shale gas in the UK*. Disponible en: <https://www.gov.uk/government/publications/about-shale-gas-and-hydraulic-fracturing-fracking/developing-shale-oil-and-gas-in-the-uk>
- Grupo de Diálogo sobre Minería en Colombia (GDIAM). (2015). *Propuestas para una visión compartida sobre la minería en Colombia*.
- Guhl-Nannetti, E. (2018). *Consideraciones frente al fracking y el futuro energético*. Miembro Academia Colombiana de Ciencias exactas Físicas y Naturales.
- Guhl-Nannetti, E., M. Guzman-Hennessey, J. Carrizosa, & M. Pacheco. (2018B). La Gestión integrada del Agua y el Territorio en la región Hídrica de Bogotá, (Páginas 9 – 60). *La Construcción del Territorio Sostenible. Un asunto complejo*. I Sociedad de Mejoras y Ornato de Bogotá.
- Guhl-Nannetti, E. (2018A). La incertidumbre y el fracking: ¿hipotecar el presente para volver al pasado? *Semana Sostenible*.
- Guzman-Hennessey, M. (2018). *Fracking Colombia 2019: el factor de las emisiones GEI*. Documento en borrador, en el contexto de la Comisión *Fracking* del Gobierno de Colombia, Bogotá.
- Healy, J., W. Rubey, D. Griggs, and C. Raleigh. (1968). The Denver earthquakes, *Science* 161, 1301-1310.
- House of Commons. (2015). *Environmental risks of fracking*. Disponible en: <https://publications.parliament.uk/pa/cm201415/cmselect/cmenvaud/856/856.pdf>
- IDEAM - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia. (2013). *Zonificación y codificación de unidades hidrográficas e hidrogeológicas de Colombia*. Bogotá: IDEAM.
- IDEAM - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia. (2014). *Estudio Nacional del Agua*. 496 páginas. ISBN: 978-958-8067-70-4
- Informe Especial 1.5 del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, 2018. <https://www.ipcc.ch/report/sr15/>
- Jabbari, N., Aminzadeh, F., & de Barros, F. P. J. (2016). Hydraulic fracturing and the environment: risk assessment for groundwater contamination from well casing failure. *Stochastic Environmental Research and Risk Assessment*, 31(6), 1527–1542. doi:10.1007/s00477-016-1280-0
- Jiménez, G., Speranza, F., Faccenna, C., Bayona, G., & Mora, A., (2015). Magnetic stratigraphy of the Bucaramanga alluvial fan: Evidence for a ≤ 3 mm/yr slip rate for the Bucaramanga-Santa Marta Fault, Colombia. *Journal of South American Earth Sciences* 57, páginas 12-22.
- Kassotis, C. D.; S C. Nagel and H. M. Stapleton. (2018). Unconventional Oil and Gas Chemicals and Wastewater-Impacted Water Samples Promote Adipogenesis via PPAR? Dependent and Independent Mechanisms in 3T3-L1 Cells. *Science of the Total Environment*, June 21, DOI: 10.1016/j.scitotenv.2018.05.030
- Kellogg, J. N., Bonini, W. E. (1982). Subduction of the Caribbean Plate and basement uplifts in the overriding South American Plate. *Tectonics* 3, páginas 251-276.
- Kleinberg, Robert L., Sergey Paltsev, Charles K. Ebinger, David Hobbs, and Tim Boersma. (2016). *Tight Oil Development Economics: Benchmarks, Breakeven Points, and Inelasticities*, CEEPR WP 2016-012, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research.

- Kondash, A. J; N. E. Lauer & Vengosh, A. (2018) The Intensification of the Water Footprint of Hydraulic Fracturing. *Science Advances*, August 17. DOI: 10.1126/sciadv.aar5982
- La República. ANLA archivó el trámite de dos licencias para desarrollar *fracking* en Magdalena. Noviembre de 2018. Consultado el 3 de diciembre de 2018. Disponible en: <https://www.larepublica.co/economia/anla-archivo-el-tramite-de-dos-licencias-para-desarrollar-fracking-en-magdalena-2791510>
- Lauer, N.E., Harkness, J.S., Vengosh, A. (2016). Brine Spills Associated with Unconventional Oil Development in North Dakota. *Environmental Science & Technology*. DOI: 10.1021/acs.est.5b06349
- Lei, X., Huang, D., Su, J., Jiang, G., Wang, X., Wang, H., Guo, X. and Fu, H. (2017). Fault reactivation and earthquakes with magnitudes of up to Mw4.7 induced by shale-gas hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China. *Scientific Reports*, 7:7971, DOI:10.1038/s41598-017-08557-y.
- Little, Arthur D. (2017). *Unconventional Hydrocarbons in Latin America: From Dreams to Reality*, marzo.
- López, E., Montes, E., Garavito, A. & Collazos, M. (2013). *La economía petrolera en Colombia: Relaciones intersectoriales e importancia en la economía nacional*. Borradores de Economía. 748.
- Martínez, A. (2018). *Estudios sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Santander*, Cuaderno de Fedesarrollo, 65.
- Martínez, A. y M. Delgado. (2018a). *Estudio sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Putumayo*, Cuaderno de Fedesarrollo, 61.
- Martínez, A. y M. Delgado. (2018b). *Estudios sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Arauca*, Cuaderno de Fedesarrollo, 62.
- Martínez, A. y M. Delgado. (2018c). *Estudios sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Meta*, Cuaderno de Fedesarrollo, 63.
- Martínez, A. y M. Delgado. (2018d). *Estudios sobre el impacto de la actividad petrolera en las regiones productoras de Colombia. Caracterización departamental Casanare*, Cuaderno de Fedesarrollo, 64.
- Mason, Ch., Muehlenbachs, L., y S. M. Olmstead. (2015). The Economics of Shale Gas Development, *Annual Reviews on Resource Economics*, 7.
- Maxwell, S. (2014). *Microseismic Imaging of Hydraulic Fracturing: Improved Engineering of Unconventional Shale Reservoirs*. SEG, 2014 Distinguished Instructor Short Course Distinguished Instructor Series, No. 17. ISBN 978-1-56080-086-6 (Series).
- Mesa de la Sociedad Civil para la Transparencia en las Industrias Extractivas. *Transparencia en Minería y Petróleos*. (2016). Disponible en: <http://mesatransparenciaextractivas.org/Portals/0/Publicaciones/Transparencia%20en%20miner%C3%81a%20y%20petro%CC%81leos.pdf?ver=2018-02-02-092041-757>
- Michael, A.J., Ross, S.L., Schwartz, D.P., Hendley, J.W., II, and Stauffer, P.H. (1999). Major quake likely to strike between 2000 and 2030. *U.S. Geological Survey Fact Sheet* 4, páginas 152-99.
- Minambiente-ANLA. (2018). *Metodología General Para la Elaboración y Presentación de Estudios Ambientales*.
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2015). *Caída de los precios del petróleo y economía colombiana*. Volumen 2, año 4.

- Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2018). Marco Fiscal de Mediano Plazo 2019-2029.
- Ministerio de Minas y Energía. (2014). Resolución 90341. Disponible en: <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23517/22632-11325.pdf>
- Mojica, J., Franco, R. (1990). Estructura y Evolución Tectónica del valle Medio y Superior del Magdalena. *Geología Colombiana*. No 17, páginas 41 – 64.
- Molina, Y., Camacho, A. (2008). *Diagnóstico Ambiental de los Pozos de Producción Activos e Inactivos de una Campo Petrolero*. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Universidad Industrial del Santander.
- Montenegro, P. (2018). *¿Hubo enfermedad holandesa en Colombia? La bonanza petrolera del siglo XXI y su efecto sobre el sector manufacturero colombiano*. Documento CEDE, 52.
- Mora-Páez, H., Kellogg, J.N., Freymueller, J.T., Mencin, D., Fernandes, R.M.S., Diederix, H., LaFemina, P., Cardona-Piedrahita, L., Lizarazo, S., Peláez-Gaviria, J.R., Díaz-Mila, F., Bohórquez-Orozco, O., Giraldo-Londoño, L., Corchuelo-Cuervo, Y., (2019). Crustal deformation in the northern Andes – A new GPS velocity field. *Journal of South American Earth Sciences* 89, páginas 76–91.
- New York State Department of Health. (2014). *A Public Health Review of High-Volume Hydraulic Fracturing for Shale Gas Development*. Disponible en: https://www.health.ny.gov/press/reports/docs/high_volume_hydraulic_fracturing.pdf
- New York State. *Final supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program*. Disponible en: https://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/findingstatehvhf62015.pdf
- Nicholas School of the Environment. (2018). Water use por *fracking* has risen by up to 770 percent since 2011. 2018. Disponible en: <https://nicholas.duke.edu/about/news/water-use-fracking-has-risen-770-percent-2011>
- Noticias de la Ciencia y la Tecnología. Materiales Radiactivos en la contaminación provocada por el *fracking*. Disponible en: <https://noticiasdelaciencia.com/art/22610/materiales-radiactivos-en-la-contaminacion-provocada-por-el-fracking>
- OECD/ECLAC (2014). *OECD Environmental Performance Reviews: Colombia*. OECD Publishing.
- Olivera, M., Cortés, S., y T. Aguilar. (2015). Ingresos Fiscales por Explotación de Recursos Naturales en Colombia, BID – Resumen de Políticas, IDB-PB-196.
- Ossowski, Rolando y Alberto González. (2012). Manna from Heaven: The Impact of Nonrenewable Resource Revenues on Other Revenues of Resource Exporters in Latin America and the Caribbean, *IDB WORKING PAPER SERIES* No. IDB-WP-337, Inter-American Development Bank.
- Paris, G., Machette, M.N., Dart, R. L. and Haller, K. M. (2000). *Map and Database of Quaternary Faults and Folds in Colombia and its Offshore Regions*. USGS, Open-File Report 00-0284.
- Perry G. y M. Olivera. (2009b). El impacto del petróleo y la minería en el desarrollo regional y local en Colombia, *CAF-Working Papers*, 2009/06.
- Perry, G y Olivera, M. (2012). El petróleo en la economía colombiana. *Petróleo y minería: ¿bendición o maldición?* Banco Mundial, Fedesarrollo, y Gobierno de España.

- Pfunt, H., Houben, G. & Himmelsbach, T. (2016). Numerical modeling of *fracking* fluid migration through fault zones and fractures in the North German Basin. *HydrogeolJ.* 24:1343–1358. DOI 10.1007/s10040-016-1418-7.
- Poveda, E., G. Monsalve, y C. A. Vargas. (2015). Receiver functions and crustal structure of the northwestern Andean region, Colombia, *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 120, 2408–2425, doi:10.1002/2014JB011304.
- Quanxin Guo and Thomas Geehan. (2004). An Overview of Drill Cuttings Re-Injection –Lessons Learned and Recommendations. *11th International Petroleum Environmental Conference*. Albuquerque, New México, October 12-15.
- Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. (2014). <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>
- Raleigh, C., J. Healy, and J. Bredehoeft. (1976). An experiment in earthquake control at Rangely, Colorado, *Science* 191, 1230-1237.
- Razón Pública. (2017). ¿Son deducibles las regalías como costo en el impuesto a la renta? Disponible en: <https://www.razonpublica.com/index.php/econom-y-sociedad-temas-29/10672-son-deducibles-las-regal%C3%ADas-como-costo-en-el-impuesto-a-la-renta.html>
- Razón Pública. (2013). Renta Minera y Regalías: un debate ineludible. Disponible en: <https://www.razonpublica.com/index.php/econom-y-sociedad-temas-29/6890-renta-minera-y-regal%C3%ADas-un-debate-ineludible.html>
- RCN Radio. Todo listo para iniciar los proyectos piloto de *fracking* en el país. Consultado el 30 de noviembre del 2018. Disponible en: <https://www.rcnradio.com/economia/todo-listo-para-iniciar-los-proyectos-piloto-de-fracking-en-el-pais>
- Réseau Canadien de l'Eau. (2015). Rapport 2015: Sur la fracturation hydraulique et l'eau au Canada. Les connaissances nécessaires pour soutenir au mieux la prise de décisions au Canada. Disponible en: <http://cwn-rce.ca/fr/report/rapport-sur-la-fracturation-hydraulique-et-les-ressources-en-eau-de-2015/>
- Rudas, G & M. Cabrera. (2017). Colombia and China: Social and Environmental Impact of Trade and Foreign Direct Investment. In *China and Sustainable Development in Latin America: The Social and environmental dimension*. M.E. Rebeca Editor, New York, Anthem Press.
- Rudas, G. (2018). *Visión panorámica de las fuentes de financiación del SINA. Foro Nacional por Colombia* (en prensa).
- Ruiz, J.P & X. Castillo. (2018). *Evolución del SINA de cara a las industrias extractivas y perspectivas. Foro Nacional por Colombia* (en prensa).
- Ruiz, J.P, (2018). *Evaluación Aspectos Ambientales en la ejecución del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018*. Consejo Nacional de Planeación, Bogotá. Abril.
- Rutqvist, J., Rinaldi, A.P., Cappa, F., Moridis, G.J. (2013). Modeling of fault reactivation and induced seismicity during hydraulic fracturing of shale-gas reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 107, páginas 31–44.
- Sachs, J., y A. Warner. (1997). Natural resource abundance and economic growth. *Center for International Development and Harvard Institute for International Development, November*.
- Sachs, J., y A. Warner. (1995). Natural resource abundance and economic growth. *NBER Working Paper N° 5398*. Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research.

- Scanlon, B. R., Weingarten, M. B., Murray, K. E. & Reedy, R.C. (2019). Managing Basin-Scale Fluid Budgets to Reduce Injection-Induced Seismicity from the Recent U.S. Shale Oil Revolution. *Seismological Research Letters*, doi: 10.1785/0220180223.
- Shanafield, M., Cook, P. G. and Simmons, C. T. (2018). *Towards Quantifying the Likelihood of Water Resource Impacts from Unconventional Gas Development*. *Groundwater*. doi:10.1111/gwat.12825
- Sherear, P.M. (2009). *Introduction to Seismology*. Cambridge University Press.
- Soeder, D. J. (2017). *Unconventional: The Development of Natural Gas from the Marcellus Shale*. Geological Society of America.
- The Federal Government. No *fracking* in Germany. Disponible en: <https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/sustainability/no-fracking-in-germany-391340>
- The Guardian. WA Government lift statewide *fracking* ban. 2017. Disponible en: <https://www.theguardian.com/environment/2018/nov/27/wa-government-lifts-statewide-fracking-ban>
- Titus, S. J.; DeMets, Ch. y Tikoff, B. (2005). New slip rate estimates for the creeping segment of the San Andreas fault, California. *Geology* 33(3): 205-208 doi 10.1130/G21107.1
- Tordo, S., M. Warner, O. Manzano y Y. Anouti. (2013). *Local Content in the Oil and Gas Sector*. Washington, DC: The World Bank.
- Toro, J. Garavito, A., López D.C., y E. Montes. (2015). *El choque petrolero y sus implicaciones en la economía colombiana, Borradores de Economía*, 906.
- UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy. (2018). *Guidance on fracking: developing shale gas in the UK*.
- UNDP. (2013). *Línea de Base para los Programas en Beneficio de las Comunidades implementados por el sector de hidrocarburos en Colombia*.
- UPME. (2015). *Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción, documento Subdirección de Hidrocarburos*.
- UPME. (2018). *Boletín estadístico, 2017-2018*.
- USGS Explorer. *Landsat 8*. Consultado (2015-10-04). Disponible en: <https://earthexplorer.usgs.gov/>.
- USGS. Induced Earthquakes. Myths and Misconception. Disponible en: <https://earthquake.usgs.gov/research/induced/myths.php>. Fecha de consulta 12/06/2018.
- Van der Ploeg, F., y S. Poelhekke. (2010). The pungent smell of 'red herrings': Subsoil assets, rents, volatility and the resource curse. *Journal of Environmental Economics and Management* 60(1), páginas 44-55, July.
- Vargas, C. (2012). Evaluating total Yet-to-Find Hydrocarbon Volume in Colombia. *Earth Sciences Research Journal*, UNAL, volume 16.
- Vargas, C. A. (2012). Evaluating Yet To Find Hydrocarbon Volume in Colombia, *Earth Sci. Res. J.*, Vol 16, Special issue, 1- 246.

- Vargas, C.A., Martínez, A. & Delgado, M. (2013). *Seismicity induced by oil production in an area of active tectonics: is there conclusive evidence about triggering earthquakes? Knowledge for the future - IAHS - IAPSO - IASPEI Joint Assembly*, Gothenburg, Sweden.
- Vélez, M.V., Arismendy, R.D., Caballero, J.H. (2004). Modelo geológico del subsuelo de un sector del Valle medio del Magdalena, como herramienta en la exploración de aguas subterráneas e hidrocarburos. *Boletín de Ciencias de la Tierra* ISSN: 0120-3630. Ed: Universidad Nacional de Colombia. v.16 fasc.1 p.37 – 52.
- Villar, L., Castro, F. Forero D., Ramírez, J. M. y Reina Mauricio. (2014). *Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción*. Documento de investigación de Fedesarrollo.
- Wessels, S.A., De La Peña, A., Kratz, M., Williams-Stroud, S. & Jbeili, T. (2011). Identifying faults and fractures in unconventional reservoirs through micro seismic monitoring. *First break*. Volume 29, páginas 99-104, Special topic Passive Seismic.
- Yudhowijoyo, A., Rafati, R., Haddad, A.S., Raja, M.S. & Hamidi, H. (2018). Subsurface methane leakage in unconventional shale gas reservoirs: A review of leakage pathways and current sealing techniques. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 54, páginas 309–319.
- Zang, A., Zimmermann, G., Hofmann, H., Stephansson, O., Min, K., Kim, K.Y. (2018). How to Reduce Fluid Injection Induced Seismicity. *Rock Mech Rock Eng*. Doi 10.1007/s00603-018-1467-4.
- Zoback, M., Kitasei, S., Copithorne, B. (2010). *Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development Briefing Paper 1. Natural Gas and Sustainable Energy Initiative*. Worldwatch Institute, Washington, July 2010 (<http://www.worldwatch.org>).

PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO

ANEXOS

PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO

ANEXO A. Parámetro b .

Observaciones sistemáticas sobre la ocurrencia de sismos realizadas por ciertos períodos de tiempo han permitido concluir que en las zonas sísmicas los eventos más pequeños ocurren con más frecuencia que los eventos de mayor energía. Según Shearer (2009), esta tendencia ha sido cuantificada a través de la relación magnitud-frecuencia, también conocida como relación Richter-Gutenberg, la cual se expresa como $\log_{10}N = a - bM$, donde N es el número de eventos con magnitudes más grandes o iguales que M . En esta relación, a describe el número total de eventos, mientras que la pendiente b refleja el número relativo de eventos grandes comparados con los eventos pequeños. El parámetro b típicamente se encuentra entre 0,8 y 1,2 para una amplia variedad de regiones y es usado para estimar la dimensión fractal de las fuentes sísmicas. Así, para $b=1$ el número de sismos en la región de estudio se incrementa por factor de 10 por cada unidad que cae la magnitud. Por ejemplo, si en la zona se reporta para un período de tiempo un evento $M = 6$, entonces para el mismo período podemos esperar 10 eventos con $M = 5$, 100 para $M = 4$, etc.

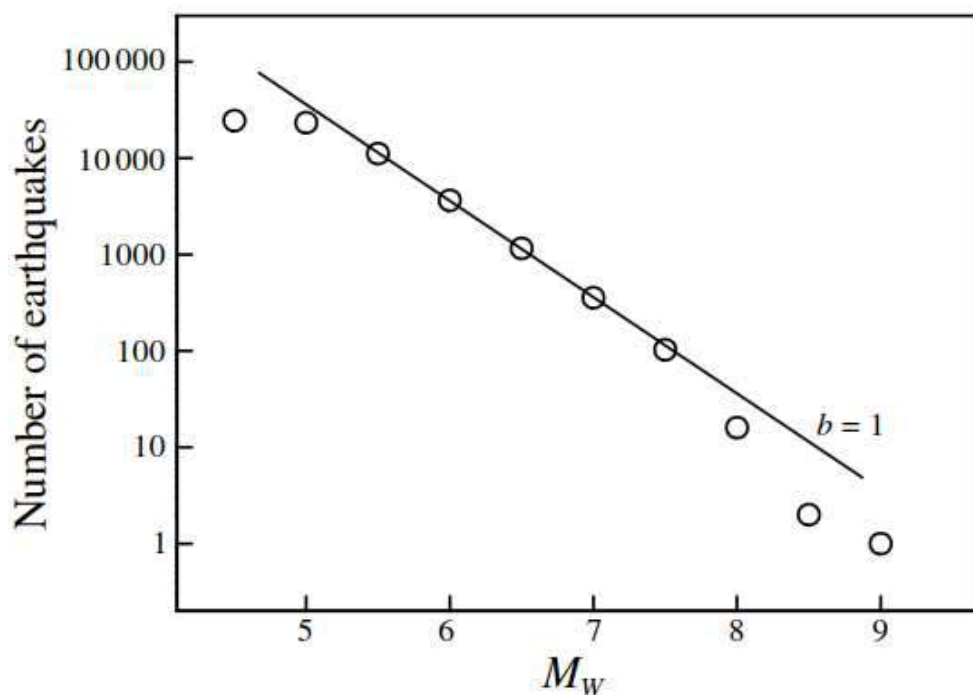


Figura A-1 Ejemplo de relación Richter-Gutenberg ($\log_{10}N = a - bM$). La proyección de la línea con pendiente b permite inferir la máxima magnitud esperada en la región. Tomado de Shearer (2009).

La evaluación sistemática del parámetro b puede funcionar, a futuro, como mecanismo discriminatorio de actividad sísmica natural y la derivada de la estimulación hidráulica en

caso de que se inicie este tipo de trabajos en la zona de estudio. La Figura A-2 ilustra su capacidad para diferenciar procesos naturales de los antrópicos.

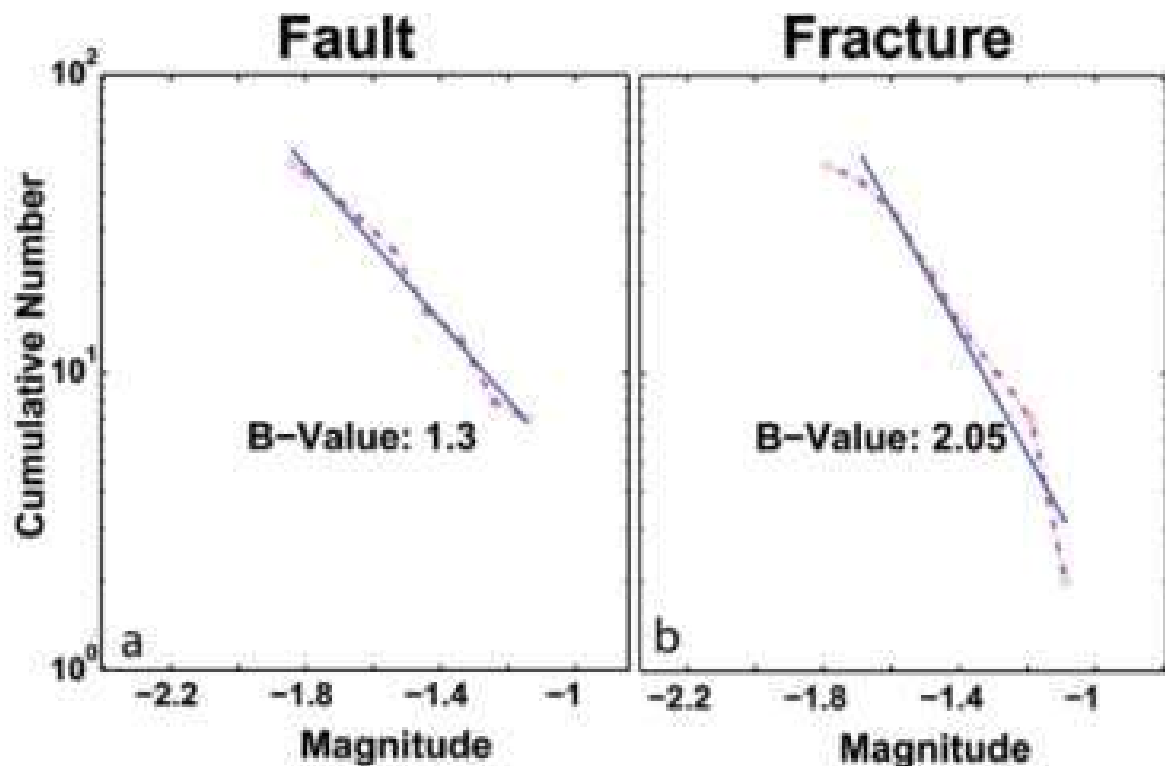


Figura A-2 Distribución frecuencia-magnitud para micro sismicidad natural detectada a lo largo de una falla (izquierda) y como producto de una estimulación hidráulica (derecha). Los valores del parámetro b permiten diferenciar ambos procesos. Tomado de Wessels et al. (2011).

En este trabajo se han realizado estimaciones del parámetro b , la magnitud de completitud M_c y la máxima recurrencia anual esperada según la tendencia del catálogo usado mediante el paquete ZMAP. Detalles técnicos del paquete se encuentran en Wiemer (2001). La distribución espacial del parámetro b hacia los primeros 15 km de profundidad se muestra en la Figura A-3, donde se aprecia poca variabilidad con la profundidad. El perfil sugerido con línea roja presenta la distribución del parámetro b con su respectiva incertidumbre, así como la magnitud de completitud (Figura A-4), la cual se refiere a la magnitud más baja en la cual todos de los sismos son detectados exitosamente dentro de una región y periodo de tiempo dado (Woessner y Wiemer, 2005). El perfil sugiere mayor probabilidad de ocurrencia de eventos de menor magnitud hacia el sur de Barrancabermeja, con una máxima magnitud de recurrencia anual de aprox. $M = 3,8$. Hacia el sector norte la máxima magnitud de recurrencia anual es de aprox. $M = 4,2$. La distribución de M_c (magnitud de completitud), también sugiere que el catálogo de la Red Sismológica Nacional de Colombia para el período 1993-2018 tiene más sensibilidad hacia

el sector sur. En este trabajo no se realizó el análisis con el catálogo compilado con la red sísmológica del Valle Medio del Magdalena debido a que representa una ventana de tiempo corta y quizás no tan representativa como el catálogo nacional. Sin embargo, no se esperan grandes variaciones en los resultados con respecto al catálogo del VMM.

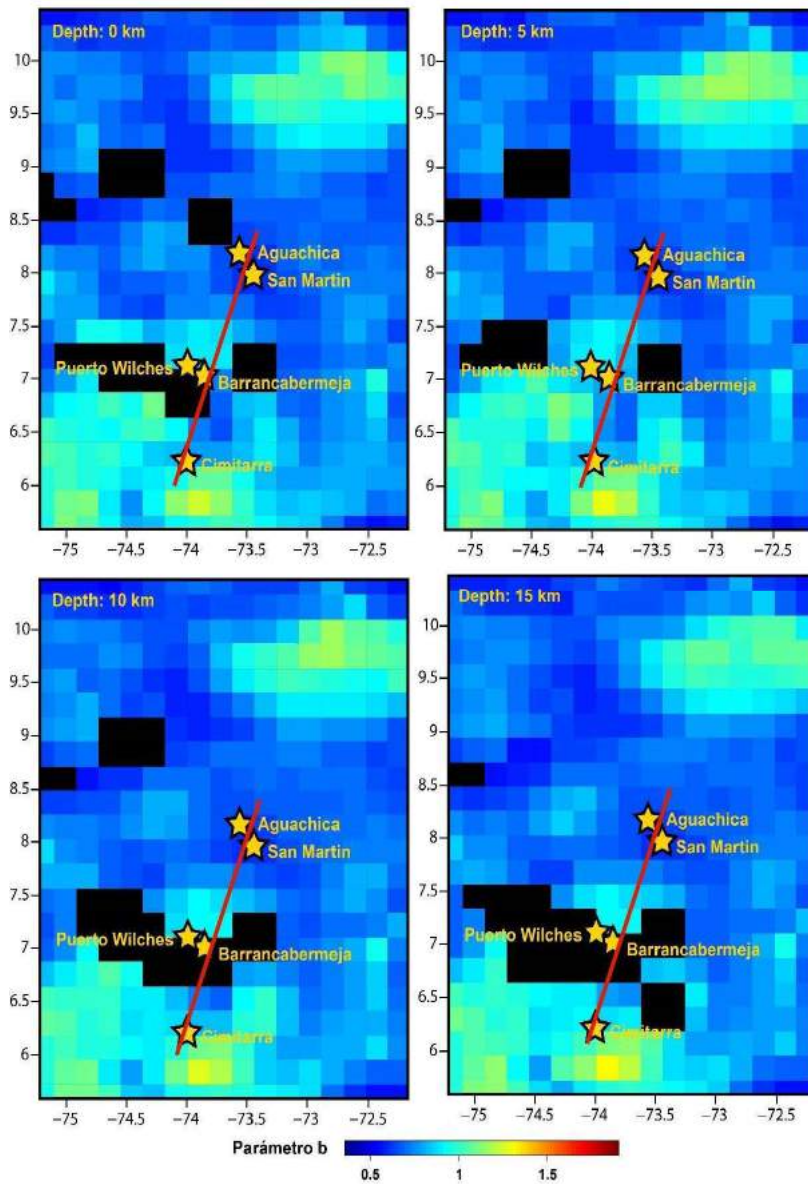


Figura A-3 Estimación del parámetro “ b ” para cuatro profundidades correspondientes a la corteza superior, una zona donde la sismicidad natural se presenta en condiciones frágiles de baja temperatura. Las estrellas denotan la ubicación de cabeceras municipales cercanas a posibles proyectos de YRG. La línea roja representa el perfil presentado en la Figura A -3.

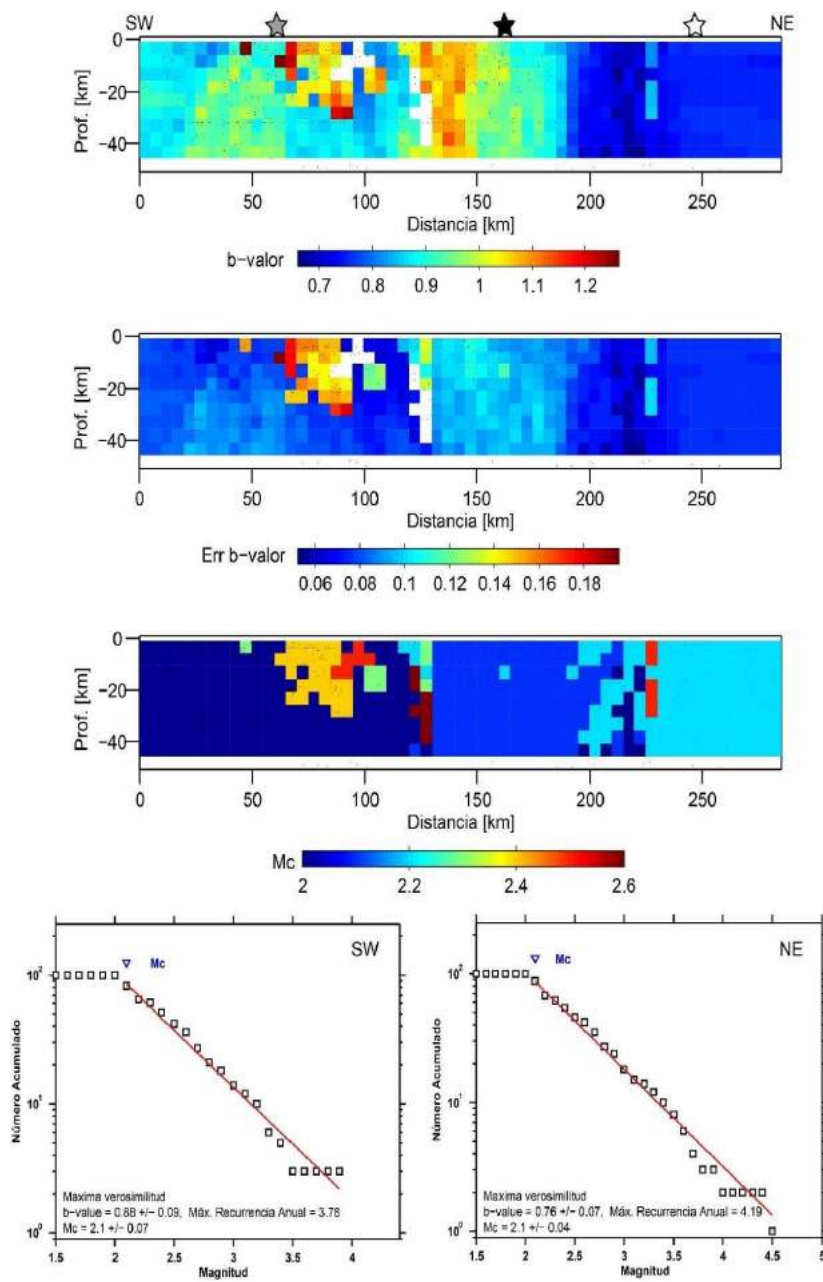


Figura A-4 Perfil con orientación SW-NE que representa la distribución espacial del parámetro b (perfil superior), incertidumbre asociada (perfil medio) y magnitud de completitud (M_c) del catálogo utilizado (perfil inferior). La estrella gris en el perfil superior ubica aproximadamente la cabecera municipal de Cimitarra, la negra, Barrancabermeja y la blanca, Aguachica. Los perfiles indican mayor probabilidad de ocurrencia de eventos sísmicos de menor magnitud hacia el sur de Barrancabermeja. La distribución de M_c sugiere que la Red Sismológica Nacional operada por el SGC tiene más sensibilidad hacia el sector sur. Las distribuciones frecuencia-magnitud de la parte inferior de la Figura detonan los mejores ajustes que definen el parámetro b , así como la posible máxima recurrencia anual para los dos extremos del perfil.

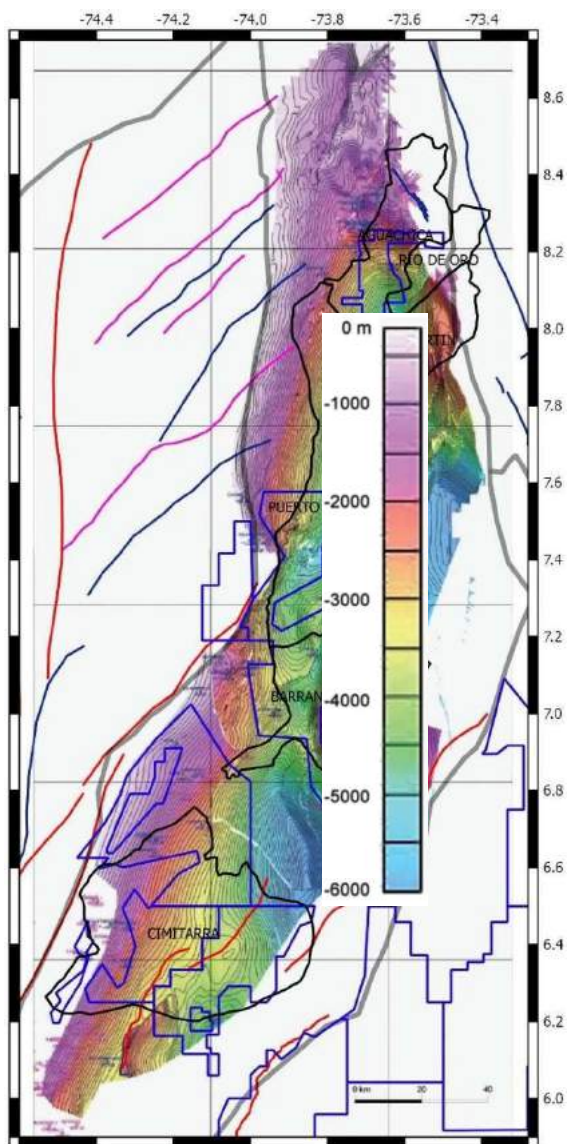


Figura A-5 Mapa de profundidad del basamento cristalino (isolíneas en colores) para el sector norte de la cuenca del VMM (línea gruesa gris; ANH, 2012). El mapa tiene superpuestos de manera aproximada los polígonos de las áreas municipales de Aguachica, Río de Oro, San Martín, Puerto Wilches, Barrancabermeja y Cimitarra (líneas negras), así como los bloques de YRG (líneas azules) propuestos por la ANH.

PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO

ANEXO B: Metodología de revisión de la literatura científica sobre los efectos del *fracking* en la salud humana

En la Figura B-1 se muestra el proceso de selección de los artículos publicados en revistas indexadas. En total, se encontraron 2420 referencias (640 en Scopus y 1780 en PubMed) de las cuales se excluyeron 296 artículos por repetidos y 1958 artículos por ser irrelevantes para la revisión.

Luego de revisar con la metodología “bola de nieve” los 166 artículos restantes, 124 documentos más fueron añadidos, contando finalmente con un total de 290 artículos para la revisión.

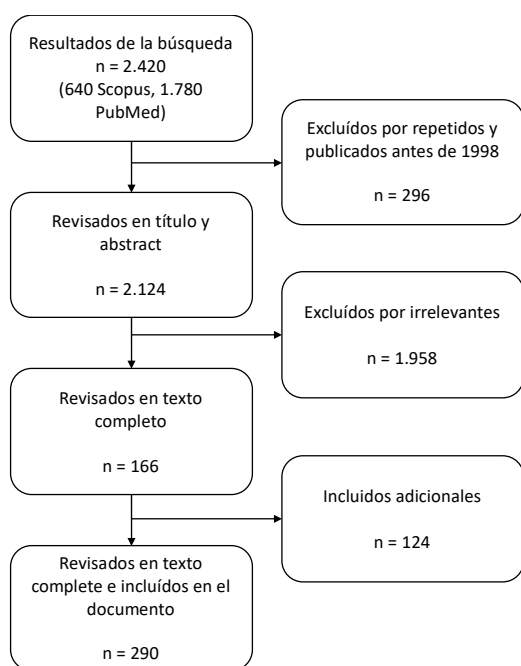


Figura B-1 Proceso de selección de artículos.

En cuanto al tipo de texto, de los 166 artículos incluidos inicialmente, 82 (49%) fueron artículos originales, 51 (31%) artículos de revisión, 15 (9%) comentarios y cartas al editor y 5 (3%) informes de comisiones extranjeras o agencias reguladoras.

De estos 166 textos iniciales, 13 (8%) artículos fueron excluidos puesto que al revisar el texto completo resultaban irrelevantes para la discusión. De los 153 artículos restantes, 59 (39%) evaluaban algún impacto potencial en la salud de quienes habitan cerca de los

yacimientos no convencionales, 55 (35%) evaluaban el impacto sobre el agua y el medio ambiente en revistas biomédicas y 12 (8%) exclusivamente sobre el aire y la salud pulmonar. Los 27 artículos restantes (18%) estudiaban los riesgos sobre temas de salud diversos, como salud sexual y reproductiva, salud oral, sistema endocrino, desarrollo de cáncer y salud comportamental y psicológica alrededor de los yacimientos no convencionales.

ANEXO C: Experiencias internacionales: prohibiciones, moratorias, restricciones y su entorno económico y social

Este anexo hace referencia en mayor detalle a países donde:

- se ha prohibido el FH,
- se ha declarado una moratoria,
- se ha permitido una exploración y explotación en condiciones restringidas, y
- se ha permitido el FH.

Como se mencionó en la sección 12, el principal criterio para definir la muestra de países es que estos tienen sistemas políticos democráticos reconocidos, en los cuales existe capacidad de análisis técnico y científico de los asuntos de política pública y capacidad administrativa y regulatoria para desarrollar una normativa adecuada y asegurar su cumplimiento.

C.1 Países y estados federales seleccionados que han limitado el fracturamiento hidráulico

Francia prohibió primero el fracturamiento hidráulico

En 2011 el Parlamento francés debatió y aprobó un proyecto de ley para prohibir la utilización de fracturamiento hidráulico. En este debate dominaron consideraciones relacionadas con el volumen de uso de agua en regiones afectadas por sequías permanentes, la posible afectación de territorios con vocación turística y de conservación natural, y la falta de transparencia en el otorgamiento de derechos de exploración y extracción. Esta última consideración fue determinante en la decisión política que se tomó entonces.

La decisión del Parlamento, después de un tiempo limitado de discusión, bajo presión del gobierno, entre el registro del primer proyecto de ley el 24 de abril y la promulgación de la ley el 14 de julio de 2011, no esperó los resultados de un estudio técnico encomendado conjuntamente por el gobierno al Consejo General de la Industria, de la Energía y de las Tecnologías (CGIET) y al Consejo General del Ambiente y del Desarrollo Sostenible (CGEDD).

En marzo de 2015, después de la recepción de varios informes independientes, el gobierno y representantes de la Asamblea Nacional iniciaron la discusión de un proyecto de ley sobre los siguientes puntos:

- Viabilizar la explotación de hidrocarburos,
- Mejorar los procesos de participación del público en decisiones relacionadas con las licencias de exploración y producción, y
- Mejorar la protección del medio ambiente en los procesos de licenciamiento para la exploración y producción.

Este proyecto de ley quedó sin piso con una decisión eminentemente política del nuevo gobierno del presidente Emmanuel Macron, promovida por su ministro de medio ambiente: En diciembre de 2017 el Parlamento francés prohibió la expedición de nuevas licencias para la exploración y la extracción de hidrocarburos (convencionales y no convencionales) en su territorio continental y de ultramar, como parte de su política de transición energética, en cumplimiento de la promesa electoral del nuevo gobierno que se había posesionado en el mes de mayo.

En resumen, la prohibición no tuvo en cuenta todos los informes independientes que comisionó el gobierno, los cuales hicieron recomendaciones para viabilizar la extracción de hidrocarburos con métodos no convencionales. Ninguno sugirió su prohibición.

El Estado de New York prohíbe el *fracking*

En 2014, el gobernador del estado de Nueva York, A. Cuomo (D), prohibió la fracturación hidráulica en todo el estado. Se hizo un exhaustivo estudio de cuatro años adelantado por el New York State Department of Environmental Conservation y se tomaron dos años más de análisis antes de la determinación.

Los principales resultados del estudio hacen referencia a los riesgos de contaminación por las aguas usadas para el *fracking* sobre los cuerpos de agua que dotan al estado de New York de agua potable. El agua que se utiliza para el proceso de fracturación se mezcla con diversos elementos contaminantes y se expone el riesgo de que no se realice un tratamiento correcto de eliminación y disposición. Estas aguas generan el alto riesgo de llegar a cuerpos de agua y contaminarlos. El estudio respecto a los impactos en salud no especifica cómo el *fracking* perjudica a los habitantes residentes en zonas cercanas, pero concluye que la industria tampoco puede probar que la práctica sea segura.

En 2017, el gobernador A. Cuomo también firmó un acuerdo interestatal para prohibir la práctica del *fracking* en la cuenca del río Delaware. Los condados del Estado incluidos en esta prohibición se encuentran entre los condados más rurales y empobrecidos de Nueva York. Esta determinación retoma elementos del estudio actualizado de New York State Department of Environmental Conservation.

Maryland también prohibió el *fracking*

En el año 2017 el estado de Maryland, mediante ley, prohibió las actividades de *fracking* en su territorio. Su gobernador, Larry Hogan (R), dijo antes del debate parlamentario (en marzo de 2017), que él apoyaría la realización del *fracking* si encontrara que se podía hacer de una manera ambientalmente segura, pero que, dado que no había una manera segura de hacer *fracking*, apoyaba el proyecto de ley para prohibirlo o extender su moratoria. “Los posibles riesgos ambientales del *fracking* simplemente superan cualquier beneficio potencial”, dijo Hogan. “Esta legislación, creo, es una iniciativa importante para salvaguardar nuestro medio ambiente”.

Después de ser aprobada por el Senado, al sancionar la ley, el gobernador dijo: “Proteger nuestro suministro de agua limpia y nuestros recursos naturales es de vital importancia para los habitantes de Maryland, y simplemente no podemos permitir que la puerta esté abierta para el *fracking* en nuestro estado”.

La prohibición está vigente y buena parte de los argumentos esgrimidos durante las discusiones fueron retomados del estudio de la EPA 2016.

Alemania prohibió temporalmente el *fracking* no convencional con fines comerciales

En 2017 Alemania suspendió las licencias de producción comercial de hidrocarburos mediante técnicas no convencionales en su territorio hasta 2021, autorizando a cada estado federal para expedir un número limitado de permisos con fines de exploración y extracción experimental. A partir de esa fecha, dependerá del *Bundestag* (Parlamento) decidir si estas regulaciones deben permanecer en vigor o no. Es, en realidad, una prohibición sin tiempo definido porque, a menos que el *Bundestag* alemán tome medidas específicas para permitirlo, la prohibición seguirá vigente.

La tecnología de *fracking* ‘convencional’ se ha utilizado en Alemania desde la década de 1960 para extraer gas natural, incluidas reservas contenidas en piedras de arenisca y carbonato. Actualmente, alrededor de un tercio del gas natural producido en Alemania proviene de reservas de este tipo y se aprovecha mediante *fracking* convencional. Regulaciones estrictas se han aplicado a los proyectos de *fracking* convencional desde la década de 1960 para, entre

otras razones, proteger las reservas de agua mineral, las fuentes de agua medicinal y los puntos de extracción de agua utilizada en la producción de alimentos. La práctica está prohibida en áreas de conservación y en áreas naturales.

Para garantizar una mayor transparencia y mejorar la participación del público en general, el 6 de agosto de 2016 entró en vigor una ordenanza que contiene la metodología para la evaluación de impacto ambiental del *fracking* convencional. Esta ordenanza abordó los estándares y requisitos de minería que rigen el uso de la tecnología de *fracking* y las operaciones de perforación profunda, señalando cuáles son las evaluaciones de impacto ambiental obligatorias y reglamentando la forma en que se maneja el “agua de formación”, que es la contenida en los espacios porosos de las rocas.

Fracking “no convencional” es el término empleado para describir las operaciones tendientes a aprovechar el gas de roca generadora y las reservas de gas de carbón y petróleo que se encuentran en las formaciones de arcilla, lutita, marga y carbón por medio de técnicas de perforación horizontal.

Actualmente, el *fracking* comercial ‘no convencional’ no está permitido en Alemania, donde solo están autorizados cuatro proyectos piloto con fines científicos para cada estado federal en aras de evaluar las consecuencias del *fracking* ‘no convencional’ sobre el medio ambiente natural. En todo caso, se requiere la aprobación de las comunidades locales para adelantar actividades de FH.

El paquete de regulaciones de *fracking* tiene como objetivo proteger el medio ambiente y la salud humana de los riesgos involucrados en el uso de esta tecnología. Recientemente, se han reforzado las normas de seguridad y medioambientales para la extracción tradicional de gas natural, petróleo y energía geotérmica. Una comisión independiente de expertos debe garantizar el seguimiento científico de las medidas exploratorias en nombre del gobierno alemán, así como evaluar dichas medidas e informar al *Bundestag*.

En el Reino Unido el *fracking* está suspendido o condicionado según cada país de la unión

En el Reino Unido la controversia sobre el *fracking* se hace explícita formalmente en 2015, con un documento del Comité Parlamentario de Medio Ambiente que abordó el tema. Este documento, pocos meses después, recibió desde el Ejecutivo una respuesta cuestionando parte de su contenido.

Los gobiernos de Escocia y de Irlanda del Norte han adoptado moratorias *de facto* al suspender el otorgamiento de licencias para operaciones con FH, sin que haya habido legislación que lo prohíba.

En este momento (2019), en Inglaterra se ha autorizado el uso del *fracking* en condiciones muy estrictas de control y seguimiento, y basados en un inventario bastante completo (el *British Geological Survey*) del Servicio Geológico Británico. Para definir los niveles potenciales de producción, el gobierno inglés está adelantando una evaluación para identificar las posibilidades de una exploración segura y ambientalmente racional.

La industria determinará qué recursos son económicamente viables y el gobierno garantizará que se establezca el marco adecuado para regular el proceso de exploración y apoyar las comunidades locales en los casos en que se considere que la producción pueda avanzar.

En Australia, en unas regiones sí, en otras no

En Australia el debate está vivo. El primer ministro de Australia Occidental, Mark McGowan, recientemente levantó, de manera condicional, la moratoria al *fracking*. El *fracking* se permitirá en los títulos existentes para gas y petróleo, y estará sujeto a veto por los grupos aborígenes y de agricultores locales. Según McGowan, esta “es una política equilibrada, responsable y basada en la ciencia que apoya las oportunidades económicas, los nuevos empleos, la protección del medio ambiente y el derecho de los propietarios de tierras”.

Australia Occidental no es la única región que lidia con el problema del *fracking*. Tasmania y Victoria tienen moratorias que prohíben el *fracking*. Nueva Gales del Sur ha impuesto restricciones en el uso de algunos productos químicos para el *fracking*. Simultáneamente, acaba de aprobarse una ley que prohíbe el *fracking* en el sureste de Australia Meridional durante la próxima década. Mientras, en Queensland y el Territorio del Norte hay luz verde al *fracking*. En Queensland casi todo el gas se produce de YRG.

C.2 Entorno económico y social y las decisiones en política sobre fracturamiento hidráulico

Las decisiones en política sobre el aprovechamiento de los YRG mediante fracturamiento hidráulico han respondido a las circunstancias económicas y sociales de los países o estados que las han tomado. En esta sección se resume el entorno económico y social dominante durante el proceso de discusión y formación de políticas en casos seleccionados por su representatividad en el seguimiento a las experiencias internacionales.

Australia

Australia es rica en combustibles fósiles y depende de ellos para más del 95% de la energía que utiliza. El petróleo y sus derivados representan aproximadamente el 39% del consumo de energía del país, mientras que el carbón y el gas natural representan el 33% y el 24%, respectivamente. Australia produce aproximadamente un 50% más de gas natural de lo que consume, lo que lo convierte en un exportador de gas natural. Pero el país produce solo alrededor del 35% del petróleo que consume, lo que lo convierte en un importador de petróleo. La cantidad de estados y territorios y la diversidad de las condiciones geográficas y del paisaje dificultan la generalización de la estrategia reguladora del país para el desarrollo del petróleo y el gas.

Colorado

Aunque Colorado es famoso por sus montañas, ríos y naturaleza silvestre, tiene una larga historia de producción de petróleo y gas con más de 53.000 pozos productores activos. En la última década, gran parte de estos desarrollos ha involucrado YRG, incluyendo petróleo de lutitas, gas de arenas apretadas y gas metano asociado al carbón. Aparte de la producción de energía, otros sectores importantes incluyen el turismo, la agricultura, las biociencias, la industria aeroespacial y las manufacturas.

Entre 2002 y 2017, la producción de gas natural aumentó más del 100% a un récord de 1,7 billones de pies cúbicos por año y la producción de petróleo aumentó más del 500% a un récord de 132 millones de barriles por año. La producción de energía proporciona beneficios tangibles a los residentes de Colorado. El gas natural se utiliza para la calefacción de alrededor del 75% de los hogares y genera casi el 25% de la electricidad del estado, mientras que el petróleo se utiliza para suministrar combustible a los 5 millones de automóviles y camiones. La industria del petróleo y el gas genera más de 100.000 empleos (equivalentes a 7.600 billones de dólares en salarios) y tiene un impacto económico total de más de \$ 31.000 millones de dólares. Debido a los bajos precios del gas natural, los costos de energía promedio de los hogares son un 23% más bajos que los del promedio nacional.

Nueva York

Nueva York es el cuarto estado más poblado de los EE. UU. y tiene la tercera economía más grande del país. Sus sectores económicos más importantes son el financiero, bienes raíces, servicios profesionales y de negocios, y gobierno, ninguno de los cuales es intensivo en energía. De hecho, el sector industrial de Nueva York solo consume el 10% de la energía utilizada en el estado, que es un porcentaje menor que en cualquier otro estado, excepto Maryland. También tiene la demanda per cápita más baja de petróleo del país debido a los

sistemas de transporte masivo de la ciudad de Nueva York, que son ampliamente utilizados.

Nueva York genera importantes cantidades de energía nuclear e hidroeléctrica, lo que representa más de la mitad de la generación eléctrica neta del estado. Pero se importa más del 75% de la energía total que consume. A pesar de su eficiencia energética y su capacidad nuclear e hidroeléctrica, Nueva York sigue siendo el quinto mayor consumidor de petróleo y el sexto mayor consumidor de gas natural. Prácticamente todo el petróleo y más del 98% del gas natural consumido provienen de otros estados y Canadá, con importantes cantidades suministradas por Pensilvania.

Maryland

Los sectores económicos más grandes de Maryland incluyen el sector financiero, de seguros, de bienes raíces, gobierno, servicios profesionales y de negocios, educación, salud y manufactura. Al igual que Nueva York, su economía está entre las menos intensivas en energía de la nación y se encuentra entre los estados más bajos en el consumo de petróleo per cápita. Maryland tiene poca historia de desarrollo de petróleo y gas e importa más del 80% de la energía que consume, incluido todo el petróleo y gas natural.

Entorno europeo

La Unión Europea no prohíbe la utilización de métodos no convencionales de extracción de hidrocarburos. Las políticas energética y extractiva permanecen en el dominio de cada país miembro.

Alemania, Escocia, Francia e Inglaterra son países ricos que tienen economías diversificadas (ver aportes de David Neslin / David Yoxtheimer). Entre estos países, el Reino Unido es el único que tiene una actividad de producción importante. Esta diferencia se refleja en las políticas adoptadas por sus gobiernos y parlamentos frente a la posibilidad de explotar YRG.

Alemania y Francia tienen apenas una actividad mínima en exploración y producción doméstica de hidrocarburos [cifras]. Las decisiones tomadas en estos dos países han sido el resultado de debates de naturaleza política más que del estudio de informes técnicos preparados por comités científicos objetivos e independientes. Sus efectos en la actividad y las expectativas de crecimiento económico son imperceptibles, puesto que esta actividad no ha figurado en el panorama macroeconómico y fiscal.

En el Reino Unido, en contraste, la industria de producción y refinación de hidrocarburos ha sido una fuente tradicional e importante de actividad económica. La declinación

acelerada de su producción doméstica ha venido generando un efecto dinámico adverso en su contribución al PIB, a su balance de suficiencia energética y a su balanza externa.

Alemania

Alemania es la cuarta economía más grande y es el séptimo consumidor de energía más grande del mundo. El petróleo es la principal fuente de energía y el transporte es el sector que demanda la mayor parte del petróleo. Otras fuentes de energía importantes incluyen carbón, gas natural, energías renovables y energía nuclear. Alemania es el séptimo productor mundial de energía nuclear, y el carbón, los recursos renovables y la energía nuclear son las principales fuentes de energía. Está buscando hacer una transición de generación de energía nuclear a fuentes de energía renovable.

Alemania importa más del 60% de la energía que consume, incluyendo más del 98% del petróleo y el 90% del gas natural. Tiene una de las refinerías de petróleo más grandes del mundo, e importa petróleo de Rusia, Polonia e Italia. También es el mayor consumidor de gas natural en Europa, que importa de Rusia, Noruega y los Países Bajos.

La moratoria acordada en Alemania en junio de 2016 fue el resultado de negociaciones políticas que precedieron la nueva gran coalición. Se apartó de la posición que tenía el gobierno, teniendo en cuenta que las técnicas de fracturamiento hidráulico se venían practicando desde 1975 sin que se hubieran reportado incidentes mayores.

La principal consideración que se invocó fue la de reducir la incertidumbre sobre los efectos de la técnica en la salud de los habitantes cercanos a las operaciones, en la naturaleza y el medio ambiente.

Francia

Francia es la tercera economía de Europa y la sexta del mundo en términos nominales. Es altamente industrializada y diversificada, dominada por la industria, el turismo, la tecnología y los servicios de alto valor agregado, mientras que su industria doméstica de exploración y producción de petróleo es prácticamente imperceptible. Su producción doméstica es de unos 15.000 barriles por día.

De otra parte, tiene el mayor componente de energía nuclear del mundo con el 72% de la generación eléctrica, que es un pilar fundamental de su independencia energética y geopolítica. Otras fuentes de generación de electricidad son las energías renovables con 18% (incluyendo un 10% de energía hidroeléctrica) y los combustibles fósiles con 10%. El gas para generación y procesos industriales es importado de fuentes diversificadas por gasoducto y terminales de gas natural licuado. Si bien importa la casi totalidad de

combustibles para el transporte, el mercado internacional es líquido y abundante y, por tanto, no es considerado una amenaza para la seguridad energética.

No siendo un asunto crucial en términos económicos ni de independencia energética, como tanto tampoco en generación de empleo ni relacionado con actividad industrial doméstica de soporte, y con la nueva percepción de abundancia de hidrocarburos en el mundo, el proceso de decisión sobre el aprovechamiento de sus recursos de hidrocarburos en YRG fue dominado por la discusión política por encima de las recomendaciones basadas en la ciencia y la tecnología, plasmadas en por lo menos tres informes independientes solicitados por el gobierno y el parlamento.

El informe conjunto de la CGIE y la CGEDD fue publicado posteriormente a la promulgación de la ley de 2011, en febrero de 2012. Llegó a tres conclusiones:

- No hay conocimiento suficiente sobre el potencial de los recursos de lutita.
- El sistema de otorgamiento de permisos de exploración y producción es inadecuado frente a las necesidades de las empresas y los derechos de las comunidades.
- Es posible experimentar la producción “limpia” con técnicas de fracturamiento hidráulico.

En noviembre de 2013, un informe de la Oficina Parlamentaria de Evaluación de Opciones Científicas y Tecnológicas (OPECST) concluyó que el fracturamiento hidráulico se puede utilizar razonablemente en países desarrollados con alto estándares ambientales. Por tanto, hizo dos recomendaciones:

- Los proyectos experimentales deben ser promovidos.
- El potencial de recursos no convencionales de Francia debe ser investigado y dimensionado.

En diciembre de 2013, el informe de un grupo de trabajo convocado por el primer ministro, bajo la dirección del consejero de Estado Thierry Tuot, para elaborar una propuesta de reforma al código de minas (el llamado “Informe Tuot”), hizo las siguientes recomendaciones:

- Organizar un proceso de consultas previas para proyectos de exploración.
- Plantear un sistema de compensaciones en caso de daños ambientales y de distribución parcial de regalías a las administraciones locales.
- La creación de un Consejo Superior de Minas, en el cual todas las partes interesadas estén representadas.

En marzo de 2015, el gobierno y representantes de la Asamblea Nacional iniciaron la discusión de un proyecto de ley para llevar a cabo las siguientes tareas:

- Viabilizar la explotación de hidrocarburos.
- Mejorar los procesos de participación del público en decisiones relacionadas con las licencias de exploración y producción.
- Mejorar la protección del medio ambiente en los procesos de licenciamiento para la exploración y producción.

Finalmente, todas las recomendaciones y propósitos de los anteriores informes quedaron sin piso al prohibirse en 2017 toda nueva exploración y producción de hidrocarburos en territorio francés continental y de ultramar.

Reino Unido

El Reino Unido tiene la quinta economía más grande del mundo, y es el segundo mayor productor de petróleo y el tercer mayor productor de gas natural de los países europeos miembros de la OCDE. El petróleo y el gas natural representan aproximadamente el 38% de la energía total consumida por el Reino Unido. Los recursos renovables, la energía nuclear y el carbón proporcionan el resto. Más del 90% del petróleo se utiliza para el transporte y la industria, mientras que cerca del 85% del gas natural se utiliza para calefacción residencial, electricidad e industria.

De haber exportado hasta un 20% de la energía consumida en 2000, el Reino Unido pasó a importar cerca del 50% en 2017. Esta tendencia sigue en aumento debido a la más rápida declinación en la producción doméstica de hidrocarburos, comparada con la introducción de nuevas fuentes. En 2017, el 46% del gas consumido y el 35% del petróleo crudo y sus productos fueron importados. Las importaciones de gas en 2017 provinieron de Noruega por gasoducto en un 75%, de los Países Bajos en un 10%, y el resto (15%) en forma de gas licuado proveniente principalmente de Catar (84%).

En 1984 las industrias energéticas del Reino Unido contribuyeron el 10% del producto interno bruto. En 2000 su contribución bajó al 4% y en 2017 al 2,9%, del cual la producción de petróleo y gas representó el 29%.

El empleo ha permanecido más o menos constante desde 1980, habiendo experimentado un leve crecimiento desde 2005 hasta cerca de 50.000 empleos directos, representado un poco menos del 2% de los empleos en la industria.

Por estas razones, entre otras, el gobierno de Inglaterra (mas no así el de Escocia) generalmente ha apoyado la exploración y desarrollo de gas de esquisto o lutitas, pero las empresas han enfrentado oposición por parte de los consejos locales y grupos ambientales.

En Inglaterra y Escocia respectivamente, sendos informes producidos por la Royal Society y la Royal Academy of Engineering' en el primer caso, y por un panel de expertos independientes en Escocia, conceptuaron que el fracturamiento hidráulico se puede hacer de forma segura siempre y cuando haya una regulación y un monitoreo adecuados. Los informes examinaron los riesgos asociados a la contaminación y a la generación de movimientos sísmicos e hicieron recomendaciones concretas para gestionar cada uno de los riesgos identificados.

En Inglaterra las primeras extracciones experimentales comenzaron en 2011 y están siendo monitoreadas independientemente bajo parámetros estrictos de control de contaminación, incluyendo la sismicidad inducida por los fracturamientos y la utilización y disposición de aguas.

Inglaterra permite la extracción con métodos no convencionales bajo estrictas condiciones técnicas y de monitoreo. El gobierno de Escocia, sin que el Parlamento los haya prohibido formalmente, ha manifestado su oposición a la utilización de métodos no convencionales y los ha suspendido indefinidamente hasta que se compruebe, sin asomo de duda, que es posible aplicarlos de forma segura.

PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO

ACLARACIÓN SOBRE EL SIGUIENTE ANEXO ESPECIAL: ASPECTOS SOCIALES, AMBIENTALES E INSTITUCIONALES

Este documento se incluye al final del informe y sus anexos por solicitud de sus autores y sin haber obtenido el consenso de los demás miembros de la Comisión. Esta nota aclara la razón de su inclusión y las reservas de los otros miembros.

Los temas que contiene surgieron de las deliberaciones y fueron discutidos ampliamente por la Comisión, e incluidos en el cuerpo central del documento como construcción colectiva sin atribución individual. Algunos aspectos fueron modificados, afinados, y adaptados en el informe principal, para asegurar la integridad del documento y el sentido que quiso darles la Comisión, mientras otros no lograron consenso y quedaron excluidos.

En particular, otros miembros de la comisión no comparten el sentido que le dan los autores de este documento en los siguientes aspectos:

- la mención a proyectos piloto de yacimientos convencionales;
- la mención y las interpretaciones que se proponen a los principios de precaución y prevención; ni
- presentación que se hace a los acuerdos logrados en Inglaterra con las comunidades.

Este documento evidencia la diversidad y pluralidad de perspectivas, no solo disciplinares sino de concepciones y experiencias al interior de la Comisión, que llevaron a la excepción del principio de consenso que rigió el proceso de construcción de los contenidos del informe.

PÁGINA INTENCIONALMENTE EN BLANCO

ANEXO ESPECIAL: Aspectos sociales, ambientales e institucionales

INTRODUCCIÓN

El presente documento presenta un análisis de aspectos institucionales, sociales y ambientales propios del contexto colombiano e identifica prerrequisitos y requisitos de condiciones mínimas, que deben ser aseguradas por parte del Estado y el gobierno nacional, para poder avanzar con un proyecto piloto de investigación integral (PPII) primero y luego en la posible explotación con fines comerciales de yacimientos no convencionales (YNC) usando técnicas de fracturamiento hidráulico con perforación horizontal (FH/PH) en roca generadora, técnica conocida como fracking en Colombia. Las condiciones propuestas, buscan asegurar que si se llegase a dar una futura explotación de YNC se articule a la gestión de territorios sostenibles. Si las condiciones que presentamos a continuación no se han cumplido una vez finalizado el PPII, a nuestro entender, tiene vigencia la aplicación del principio de precaución (Contraloría, 2014). Esto se ratifica en la Sentencia C-703/10 y con el fallo del Expediente 20160014000 (57.819) del Consejo de Estado (noviembre, 2018). Estas condiciones mínimas deben ser garantizadas, tras un proceso de evaluación y seguimiento por un comité independiente con participación de la sociedad civil.

La definición política de hacer o no FH/PH, es una valiosa oportunidad para hacer ajustes estructurales necesarios y superar aspectos críticos que no han sido superados y que hoy demuestran desconexión entre la extracción de hidrocarburos y la apropiación de excedentes generados por la actividad para el desarrollo de las regiones donde se extraen hidrocarburos.

La capacidad institucional actual no asegura la aplicación de las normas ambientales, además el monitoreo y seguimiento a las licencias ambientales en los procesos de extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales (YC) es deficiente. Si no se mejora la capacidad institucional de las autoridades ambientales, no hay garantía de que las actividades en los YNC se realicen generando el mínimo impacto ambiental posible. Se requiere mayor capacidad institucional de las entidades responsables de gestionar el desarrollo local y una oportuna supervisión de entes gubernamentales idóneos, para lograr que extraer petróleo se convierta en motor para la gestión de territorios sostenibles y evitar que sea fuente de conflictos sociales. Lo anterior debe armonizarse con el apoyo al desarrollo de las organizaciones de la sociedad civil gestoras de la sostenibilidad a nivel territorial.

Para hacer efectiva la participación de las comunidades y de los diversos grupos de interés en los territorios es clave establecer relaciones directas, procesuales y con vocación de permanencia. Las acciones puntuales, instrumentales y la intermediación o injerencia de actores externos con agendas diferentes a los grupos de interés del territorio, son un serio obstáculo para la construcción de relaciones sostenibles y de confianza.

La sostenibilidad económica sectorial es una condición necesaria, pero no suficiente. La institucionalidad ha sido incapaz de crear sistemas integrados a escala territorial de información técnica, geográfica, ecosistémica, poblacional y estadística que permita lecturas claras desde los territorios para tomar decisiones asertivas y usar parte de los excedentes generados por la extracción de hidrocarburos para proteger, usar racionalmente y de manera sostenible la oferta

natural y sus servicios ecosistémicos, soporte indispensable para la gestión de un territorio sostenible.

Lo anterior tiene como consecuencia que hoy la exploración de YNC no cuente con “**licencia social**”. Incluso, la oposición a la exploración de YNC mediante el uso del fracking, se ha convertido en parte esencial de la polarización ideológica con fines electorales, que ha dividido al país y está creando condiciones para inaugurar nuevos ciclos de violencia directa, estructural y simbólica.

Exigencias internacionales en materia de medio ambiente, desarrollo sostenible, participación y protección de grupos sociales excluidos, son vinculantes por pactos, convenios o tratados internacionales ya suscritos por Colombia. Esto obliga a pensar unas condiciones básicas para la explotación de YNC con una mirada responsable de futuro.

El gobierno actual tiene la gran oportunidad de liderar la creación de un “Pacto de Estado” en torno a una nueva matriz energética integral que permita; por un lado, hacer de la explotación de YC y YNC, una oportunidad para el desarrollo integral y sostenible de los territorios, hoy a la zaga en indicadores de desarrollo; y por otro lado, poner en marcha una estrategia para generar ingresos al fisco nacional que complementen, en los plazos requeridos, los que hoy son captados por la extracción de petróleo y carbón. Esto exige focalizar esfuerzos para impulsar la diversificación de la economía y alinearnos en el propósito global del Acuerdo de París, las metas del milenio en desarrollo sostenible y los convenios internacionales como el 169 de la OIT.

Lo anterior coincide con argumentos de Ernesto Guhl¹⁸, Fabio Velásquez¹⁹, Manuel Guzmán-Hennessey²⁰, Manuel Rodríguez²¹ y José Antonio Ocampo²²; especialistas que alertan sobre la irresponsabilidad de hacer explotación de YNC en las condiciones en las que se ha hecho la explotación de YC. Las condiciones mínimas que mencionamos a continuación, contribuyen a superar la tendencia según la cual la sostenibilidad económica nacional se hace a costa de la sostenibilidad social y ambiental en los territorios.

ASPECTOS CRÍTICOS QUE DEBEN SATISFACERSE DURANTE LA EJECUCION DEL PPII PARA ENTRAR A EVALUAR LA EXPLOTACIÓN COMERCIAL DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN TERRITORIOS SOSTENIBLES EN COLOMBIA

1. Aspectos institucionales

Instituciones ambientales: La legislación ambiental en Colombia es compleja y relativamente completa, pero la falta de cumplimiento de las normas ambientales en Colombia es muy elevada, asociada a precarios niveles de supervisión, control y monitoreo (OCDE, 2014), (Rudas,

¹⁸ Miembro de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Comunicación personal, noviembre 2018.

¹⁹ Presidente Foro Nacional por Colombia. Comunicación personal. Noviembre 2018

²⁰ Profesor titular cátedra Cambio Climático. Documento borrador en el contexto de la comisión fracking del Gobierno de Colombia, 2018

²¹ Presidente Foro Ambiental Nacional

²² <https://www.eltiempo.com/opinion/columnistas/jose-antonio-ocampo/el-petroleo-no-es-el-futuro-172288>

2018). Las deficiencias en la gestión ambiental, presión y supervisión de la ciudadanía sobre las instituciones, no obedecen a falta de legislación (Ruiz & Castillo, 2018); por ello, este análisis no se centra en la legislación - que según el Consejo de Estado (2018) es deficiente para el caso de los YNC, discusión que debe ser superada antes de iniciar la exploración-, sino en la falta de capacidad institucional para exigir el cumplimiento de la legislación y las condiciones de la licencia ambiental precisadas en los planes de manejo ambiental (Fierro²³). Esto coincide con la afirmación de PNUMA (Informe, enero, 2019) que registra un aumento en la legislación ambiental mundial, pero un fracaso en su aplicación.

Según Julio Fierro²⁴, en los pocos casos que ha habido evaluación independiente de los expedientes ambientales asociados a explotación en YC (Cuida, 2015; Fierro, 2016 y 2016; OCA, 2017; Malagón, 2017, entre otros), se ha percibido gran debilidad institucional. Se ha presentado contaminación ambiental de aire, aguas superficiales y subterráneas, suelo y subsuelo somero. En el fracking, los riesgos son mayores y diferentes²⁵ y esto exige mayores capacidades institucionales (Manuel Rodríguez, reunión con el Comité de expertos, Diciembre 12, 2018).

La ANLA presenta grandes debilidades institucionales para liderar la gestión ambiental y exigir el cumplimiento de la legislación ambiental por parte de los operadores, según la auditoría realizada por la Contraloría General de la República para la vigencia 2015 (CGR-CDMA, 2016) y ratificada por Rudas (2018). Lo anterior ha generado gran desconfianza social frente a la autoridad ambiental por los efectos negativos para las localidades, asociados a la extracción de hidrocarburos. El argumento de las comunidades es qué si no se logran superar las limitaciones institucionales, hoy identificadas en el seguimiento y control a las actividades en los YC, estas se proyectarán a los YNC. Según Rudas & Cabrera (2017) la extracción de hidrocarburos, en muchos casos ha incrementado el nivel de conflictividad en las regiones y ha generado indicadores socioeconómicos deficientes²⁶.

Con base en lo anterior, se hace necesario pasar de actos de voluntad que se manifiestan en documentos de política ambiental y piezas legislativas; a ejecutar las políticas, hacer cumplir la legislación y alcanzar metas e indicadores con procedimientos concretos y efectivos. La atención al objetivo de los mayores estándares en toda la cadena del proceso de producción exige estabilidad laboral, inversión financiera y técnica consecuente en los diversos temas de fortalecimiento institucional. Esta inversión presenta un gran rezago pues ante un crecimiento constante de la actividad minero-energética, ha habido estancamiento e incluso reducción en los recursos asignados para hacer seguimiento desde la autoridad ambiental (Consejo Nacional de Planeación 2014 & 2018; Rudas, 2018). **Es necesario que durante la etapa de exploración de YNC se adelante el proceso de fortalecimiento a la institucionalidad ambiental y que este sea efectivo y esté operando antes de iniciar cualquier posible proceso de extracción de hidrocarburos por medio del fracking.** Previa a la iniciación de la etapa de exploración se deben acordar los términos de referencia para el fortalecimiento institucional que incluye ANLA, ANH, Servicio Geológico Colombiano y la institucionalidad municipal y departamental asociada al uso

²³ Fierro, J. (2018) Aportes geoambientales para la discusión del fracking en Colombia. En prensa

²⁴ Fierro, J. ídem 2018

²⁵ Fierro ídem 2016

²⁶ Rudas, G & M. Cabrera (2017). *Colombia and China: Social and Environmental Impact of Trade and Foreign Direct Investment*

de las regalías y otros excedentes generados por los hidrocarburos y que deben ser invertidos en el apoyo al desarrollo socioeconómico y la sostenibilidad ambiental en el área de influencia de los YNC.

Transparencia institucional: La información que la sociedad y las comunidades manejan sobre las características técnicas y los riesgos reales de los procesos de extracción de hidrocarburos es deficiente y no es adecuadamente facilitada por la ANLA ni por la ANH. La transparencia en la información desde todas las entidades públicas, es condición necesaria para la reconstrucción de la confianza entre sociedad civil, instituciones públicas y operadores.

La ANLA incumple con la obligación de publicar oportunamente todos los trámites de contratación en la web SECOP – Colombia Compra Eficiente (Rudas, 2018 y CGR, 2017) y hay violación por parte de la ANLA a los principios establecidos en la Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública, lo cual podría llevar a sanciones disciplinarias (CGR, 2017).

Esta falta de transparencia no solo se da en la ANLA. De hecho, un miembro de este Comité de Expertos tuvo grandes dificultades para obtener información relevante para su análisis, que se tramitó a través del Ministerio de Minas y Energía. La falta de transparencia desde las entidades públicas dificulta los procesos y genera rechazo desde la sociedad civil a los procesos extractivos. Recientemente surge la presión social y mejora la capacidad local para exigir el cumplimiento de la normatividad (Ruiz & Castillo, 2018).

Otra expresión de incapacidad institucional, que genera gran desconfianza en la ciudadanía, es la falta de conceptualización y establecimiento de los procedimientos para la gestión integral de los impactos ambientales generados por la industria de los hidrocarburos, que ponen a riesgo la salud humana, los ecosistemas estratégicos y/o los bienes o servicios ambientales que estos prestan (Rudas, 2018). LA falta de gestión también se asocia a la corrupción en algunas entidades públicas (CGR, 2018). Es necesario reconstruir esa confianza con pruebas fehacientes en las localidades, de la renovación y el fortalecimiento institucional y para ello no es suficiente una legislación robusta, sino pruebas de una mayor capacidad institucional de regulación y control, que deben expresarse también en las actividades asociadas a los YC. La capacidad institucional de la autoridad ambiental para evaluar las solicitudes de licencia ambiental y hacer seguimiento y monitoreo, debe ser por lo menos similar a la de los países desarrollados que están haciendo fracking.

En diversas intervenciones, miembros de la comunidad en reuniones adelantadas por la Comisión, expresaron que antes de aprobar un proyecto que haga uso del fracking, es necesario hacer un proyecto piloto que demuestre la capacidad institucional para el seguimiento y control de las actividades propias de los YC. Esto incluye la necesidad de compensar los efectos económicos negativos asociados a los impactos ambientales que ha dejado la explotación de YC en los territorios donde se pretenda adelantar la explotación por medio de fracking. Para cada caso, según la legislación y los términos de los contratos, se debe identificar quien debe costear y gestionar dicha compensación, si el Estado Colombiano o la empresa operadora.

Se requiere montar un sistema de información adecuado que permita hacer seguimiento en línea a los impactos ambientales de la producción minero-energética y a la distribución y uso de los excedentes generados por esta actividad (Rudas, 2018 y Reuniones Comisión, noviembre 2018).

Adicionalmente y tal como ahora se hace en países que hacen fracking,²⁷ es imprescindible contar con información completa sobre los productos químicos que se pretenda usar en actividades de exploración y explotación de YNC.

Manejo y prevención del riesgo: Según “Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States” (EPA,2016)²⁸, existen riesgos asociados a la práctica del fracking, y estas actividades de fracking pueden impactar los recursos de agua potable. Estos impactos pueden variar en frecuencia y severidad, dependiendo de la combinación de la fractura hidráulica y el ciclo del agua, en el marco de actividades locales y de escala regional. Las conclusiones de este estudio tienen vigencia en Colombia y fueron referencia importante en los debates adelantados en Maryland y New York, para la prohibición de la explotación de YNC.

En el caso colombiano, a los riesgos presentados por EPA en Estados Unidos, se suma la necesidad de contar con la capacidad de anticipación y respuesta ante posibles condiciones de vandalismo e impactos ambientales asociados. Fenómeno de complejo y difícil manejo dada la presencia de grupos armados ilegales.

2. Aspectos sociales

Licencia Social: Uno de los principales riesgos que el gobierno de Colombia tiene que prevenir está asociado a la dinámica de los conflictos sociales. Para evitarlos o superarlos, es necesario obtener la “Licencia Social” y esto exige una mayor transparencia en la manera como se adelantan las actividades, se toman las determinaciones, se invierten los excedentes (regalías y otro posible tipo de participación en los excedentes del negocio) y como se usan los recursos destinados a beneficiar las comunidades locales. La participación de las comunidades como socias del proyecto, es una alternativa para minimizar estos riesgos. En Gran Bretaña²⁹ la relación con las comunidades y su participación en los beneficios tiene metas y procedimientos muy claros y son parte fundamental del argumento en la aproximación a las comunidades y en las propuestas de explotación de hidrocarburos en los diversos territorios.

Según Boutilier y Thomson (2011), la licencia social para operar se define como existente “cuando una mina o proyecto cuenta con la aprobación continua de la comunidad local y otros grupos de interés”; otros autores prefieren llamarla “aceptación continua”, sin embargo, la diferencia entre aceptación y aprobación en un proceso de generación de confianza puede considerarse sustancial. El primer caso, se entiende como la disposición a tolerar o consentir, mientras que el segundo caso se refiere a tener una opinión favorable y sentirse satisfecho con relación a la otra parte.

²⁷ <https://www.gov.uk/government/publications/about-shale-gas-and-hydraulic-fracturing-fracking/developing-shale-oil-and-gas-in-the-uk>

²⁸ U.S. EPA (U.S. Environmental Protection Agency). 2016. *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Executive Summary. Office of Research and Development, Washington, DC. EPA/600/R-16/236ES.*

²⁹ <https://www.gov.uk/government/publications/about-shale-gas-and-hydraulic-fracturing-fracking/developing-shale-oil-and-gas-in-the-uk>

Para los autores, existen cuatro niveles de licencia social: retención o retiro, aceptación, aprobación e identificación psicológica. En la transición de una etapa a la otra se supera el límite de la legitimidad, la credibilidad y finalmente, la confianza. El nivel de la licencia social otorgada a una empresa es inversamente proporcional al nivel de riesgo socio-político al que la empresa se enfrenta. Este proceso de lograr la licencia social está íntimamente ligado con las creencias y percepciones locales respecto a la organización y al plan que se lleve a cabo, por lo que es intangible y puede cambiar con el tiempo.

La licencia social debe empezar a gestarse de manera previa a la ejecución del PPII. La ejecución de los PPII son un excelente espacio para la construcción de confianza que debe llevar a la licencia social para los procesos de exploración y explotación con fines comerciales de los YNC, si se toma la determinación de avanzar a esa etapa. Un paso inicial para construir confianza, es ajustar la normatividad, siguiendo las exigencias actuales en materia ambiental y social, superando así la confrontación entre los intereses locales y los nacionales. Un elemento central en el Código es el de los impuestos y las regalías y que no se repita lo que se ha demostrado en términos de exención tributaria, evasión o elusión de impuestos (Rudas, 2013). La información técnica debe ser certificada por las instituciones públicas idóneas e independientes de los actores involucrados y entregada de manera completa, pedagógica y oportuna a las comunidades locales (Velásquez, 2018).

En todos los países -Gran Bretaña, Alemania, Australia y Estados Unidos- hay polémica y reacciones ciudadanas masivas e importantes. La aprobación de las comunidades locales es condición necesaria para avanzar con actividades de fracking en países como Inglaterra³⁰ y Australia³¹, y en Alemania para adelantar el fracking experimental³². Por su parte, en Maryland la suspensión del fracking resulta de la no aprobación ciudadana por los riesgos evaluados³³. En todos los casos analizados, los mecanismos de transferencia de información a las comunidades son claros y efectivos.

Una herramienta adicional que debe ser considerada, para hacer de las comunidades locales unas aliadas en los procesos, es que estas sean socias en los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos, lo cual va más allá de definir un porcentaje de participación en las utilidades del negocio y se refiere a entrar a formar parte de instancias decisorias que toman determinaciones sobre el devenir del proyecto o definir un mecanismo para que las comunidades puedan conocer cómo se calcula su participación si se acuerda una participación para la gestión del desarrollo local, conocer cómo se liquida dicha participación. Esta participación debe asociarse al ingreso o valor del producto generado y no al nivel de utilidades de las empresas operadores.

Participación efectiva y estratégica: La participación en el sector de hidrocarburos presenta debilidades. Una de ellas, está asociada a una fuerte centralización en la toma de decisiones, lo

³⁰ <https://www.gov.uk/government/publications/about-shale-gas-and-hydraulic-fracturing-fracking/developing-shale-oil-and-gas-in-the-uk>

³¹ <https://www.theguardian.com/environment/2018/nov/27/wa-government-lifts-statewide-fracking-ban>

³² <https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/sustainability/no-fracking-in-germany-391340>

³³ https://www.washingtonpost.com/local/md-politics/md-gov-hogan-calls-to-ban-fracking-in-the-state/2017/03/17/2ea1e00c-0b45-11e7-93dc-00f9bdd74ed1_story.html?utm_term=.57c1483277e7

cual ha limitado la coordinación con los niveles local y regional. Si bien existen mecanismos como consulta previa, consulta popular, audiencias públicas ambientales y programas de diálogo regional; estos no hacen parte de una estrategia gubernamental integral de vinculación de la ciudadanía para el diálogo constante sobre la explotación de hidrocarburos. También cabe resaltar que la reglamentación de estos mecanismos no es lo suficientemente precisa.

Un proceso de extracción incluyente, exige fomentar una participación ciudadana efectiva, amplia, libre e informada; en condiciones de respeto por los derechos de la población local y en armonía con el territorio y las culturas existentes. Una primera condición es conocer con claridad los derechos de las partes sobre el territorio y las normas que rigen su comportamiento. Se debe fortalecer a los interlocutores sociales para que logren representar efectivamente sus intereses en un diálogo simétrico y debe incluir mecanismos para el seguimiento de los acuerdos.

Lograr un diálogo intercultural efectivo, requiere de una condición básica que no está presente en la actualidad y es que el Estado (particularmente el poder ejecutivo), sea capaz de liderar y contribuir al diálogo intercultural, reafirmando el reconocimiento de Colombia como país multicultural e inmensamente rico en biodiversidad. Además, es indispensable desarrollar una claridad conceptual, responsabilidad legal, presupuesto suficiente y personal calificado en la institución responsable, tanto de facilitar el diálogo con todos los actores del territorio, como de coordinar la acción del Estado y hacer seguimiento de los compromisos pactados. Las estructuras administrativas no cuentan con el estatus político que requiere el diálogo intercultural en un país multiétnico como Colombia y presentan una gran inestabilidad en cuanto a su dirección, personal y disponibilidad presupuestal. Se observa que falta un ente que coordine a las instituciones públicas sobre este tema.

3. Aspectos ambientales

Actualmente el Servicio Geológico Colombiano no culmina el informe del proyecto de los acuíferos del Valle del Magdalena y el IDEAM aún no publica el Estudio Nacional de Agua (ENA) 2018. El ENA 2014 indica que el área total con posibilidades de importantes almacenamientos de agua subterránea es de 415.000 km² (36% del país), de éstas solo se ha estudiado un 15% aproximadamente. El ENA indica que todos los sistemas acuíferos que hacen parte del área hidrográfica Caribe y Magdalena - Cauca son de particular relevancia y deben considerarse prioritarios. La demanda anual de agua por áreas hidrográficas en el ENA 2014, indica que el área hidrográfica con mayor demanda de agua es Magdalena - Cauca con 20.247,23 millones de metros cúbicos. La distribución del uso del agua por sectores en cada área hidrográfica muestra como los hidrocarburos en el área Orinoco alcanzan el 76,3%, mientras que en Magdalena y Cauca 19,4.

El estado del conocimiento de la biodiversidad en las zonas de las ciénagas de Miramar y San Silvestre y los alrededores al área del Magdalena Medio es deficiente. No obstante, se considera que el área del Magdalena Medio es una de las áreas más biodiversas del territorio colombiano.

La biodiversidad es un componente fundamental de los ecosistemas y los servicios ecosistémicos necesarios para soportar la vida y los requerimientos humanos. A futuro, se prevé que debido al cambio climático, el aumento de la población y la expansión de la economía mundial, bajo los actuales niveles de consumo, se podría intensificar la degradación ecosistémica y la pérdida de biodiversidad (Etter, et. all 2015). El Estado es el encargado del manejo de los recursos naturales

y de garantizar su conservación, restauración o sustitución, prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental. Esto debe ser considerado al momento de definir áreas para actividades de fracking.

La lista roja de los ecosistemas amenazados de Colombia elaborado por Andrade et al. 2017, señala una concentración de impactos sobre los ecosistemas de las regiones Andina y Caribe, y arroja datos importantes sobre los cambios históricos y previsibles en el futuro por el cambio climático, sobre los procesos bióticos y abióticos en otras regiones como la Orinoquia, Amazonia y el Valle del Magdalena, y las áreas de ecosistemas transformados a ser restaurados en términos de la jurisdicción de las Corporaciones Autónomas Regionales, se evidencia que las que presentan una mayor demanda son las que tienen en su jurisdicción los bosques secos tropicales del valle del Magdalena. Esta misma lista indica que en los ecosistemas nativos del Magdalena aparecen los hidrocarburos como la fuente de muy alta amenaza para las áreas originales y áreas remanentes de estos ecosistemas.

La información hidrogeológica y ecosistémica sobre las áreas propuestas de intervención, debe ser revisada y verificada por entidades estatales y divulgada a la sociedad civil mediante un sistema de información de libre acceso y en particular y de manera pedagógica a las comunidades locales por estas entidades, dejando así, la información abierta al público general. Un buen nivel de conocimiento hidrogeológico y del uso de agua, generado o verificado por entidades públicas, permitirá evaluar y minimizar el nivel de riesgo, de que las intervenciones asociadas a la explotación de YNC, generen contaminación de aguas con uso actual o potencial para consumo humano y otras actividades productivas, generando mayor confianza en las comunidades. Para el caso del Magdalena Medio (L. Donato, Comité de Expertos), esa información debe estar lista en dos años y es condición previa a iniciar la exploración. Esto es aún más importante ahora que conocemos mejor los efectos del cambio climático y que está previsto el incremento en sus impactos negativos sobre la disponibilidad de agua. Esto exige el fortalecimiento del Servicio Geológico Colombiano y del IDEAM.

Por otro lado, es necesaria una buena línea de base de poblaciones, condiciones socio-económicas y características ambientales para evaluar los impactos ambientales y sociales a largo plazo que la explotación de YNC puede tener. Un aspecto crítico es el de los cuerpos de agua, sus usos y servicios ecosistémicos en las zonas identificadas como de alto potencial para uso de fracking.

3.2 Del Crecimiento Económico a los Territorios Sostenibles

Los Sistemas Territoriales Sostenibles, se basan en el principio de que la condición necesaria para que una actividad sea sostenible es que el territorio donde se asienta también lo sea (Guhl, 2018). La gestión de Territorios Sostenibles, resulta de la interacción de múltiples variables y procesos sociales y naturales. El desarrollo debe lograrse dentro de los límites y capacidades de los ecosistemas que lo soportan, para mantener calidad de vida y progreso social.

ACTIVIDADES QUE DEBEN DESARROLLAR DURANTE EL PERIODO DE EJECUCIÓN DEL PPII Y GENERAR CONDICIONES QUE DEBEN ESTAR SATISFECHAS ANTES DE AVANZAR A LA EXTRACCIÓN DE YNC EN TERRITORIOS SOSTENIBLES EN COLOMBIA

Fortalecimiento institucional. La autoridad ambiental nacional y las regionales, responsables de emitir las licencias ambientales y de hacer seguimiento y monitoreo de las diferentes actividades relacionadas con la exploración y explotación en los YNC, deben estar constituidas y tener capacidades similares a las de los países desarrollados, donde se adelanta la exploración piloto o comercial de YNC (Alemania, Inglaterra, Estados Unidos o Canadá). Dada la fragilidad y diversidad de los ecosistemas tropicales y de nuestra hidrogeología, la complejidad de esta institucionalidad debe ser aún mayor. Una vez diseñada, financiada y puesta en operación la estructura institucional ambiental requerida, su prueba está en demostrar la aplicación de la legislación en los YC y la identificación, gestión, reducción y compensación de los impactos económicos y ecosistémicos negativos generados por los impactos ambientales (pasivos ambientales) asociados a la extracción de hidrocarburos en la zona donde se adelanta el PPII por medio de fracking.

El desarrollo de la capacidad institucional, no solo de las instituciones ambientales, sino también de las relacionadas con la gestión de territorios sostenibles y desarrollo local; debe contribuir a garantizar los derechos de las comunidades y la adecuada inversión de las regalías y otros excedentes generados por la actividad de extracción y transferidos a la región para ser invertidos en el desarrollo local y regional.

Es necesario asegurar la estabilidad laboral y la financiación para la contratación, en condiciones competitivas con el sector, de especialistas calificados, para que los proyectos, obras o actividades sujetos de licenciamiento, permiso o trámite ambiental cumplan con la normativa ambiental, de manera que la ANLA contribuya de manera sólida y estable al desarrollo sostenible del País.

Transparencia institucional e información. Un aspecto indispensable para la gestión y sostenibilidad de la licencia social es la fluidez de la información a todos los niveles y de todos los contenidos requeridos. Esta debe ser puesta de manera oportuna a disposición de las comunidades en un formato completo y pedagógico, y en algunos casos debe ser generada con participación de las comunidades locales. La información técnica siempre debe ser avalada por una entidad científica de orden nacional.

Respecto a la generación y manejo de los excedentes derivados de esta actividad, se debe diseñar un sistema claro y confiable para identificar el monto y definir su adecuado uso en la proporción que corresponde a las comunidades. Un buen referente es Inglaterra.

Legislación. La normatividad debe completarse para satisfacer los requerimientos del Consejo de Estado y conseguir el aval, tanto de la autoridad ambiental, como de la sociedad civil. Dado que como lo dice la OCDE, la legislación ambiental en Colombia es compleja y relativamente completa, pero la falta de cumplimiento de las normas ambientales es muy elevada (OCDE, 2014), es necesario desarrollar y aplicar mecanismos que hagan efectivo el cumplimiento de la normatividad en los YC, tarea que se debe desarrollar durante el periodo de exploración de los YNC, de manera que sirva de referente para su aplicación y uso antes y durante la exploración de los YNC.

Tecnología. Respecto a las tecnologías, se deben analizar las tecnologías disponibles y asegurar que se exigen las de menor impacto. Los riesgos asociados a las tecnologías deben ser manejables y las empresas operadores responsabilizarse de compensar todos los impactos previstos y no previstos que la utilización de estas tecnologías pueda generar.

Manejo sostenible de los ecosistemas, biodiversidad e hidrología. Como ya se mencionó, es necesario completar el conocimiento hidrogeológico y ecosistémico en las áreas de potencial para la exploración de YNC. Se debe mejorar el conocimiento de la biodiversidad en la zona de influencia del PPII y avanzar en el conocimiento de las ciénagas de Miramar y San Silvestre, así como de los alrededores al área del Magdalena Medio, dado que esta última es una de las áreas más biodiversas del territorio colombiano.

Diálogo territorial y Licencia Social. Es necesario construir confianza entre comunidades, instituciones y empresas, antes y durante la ejecución de los PPII. Esto exige iniciar cuanto antes los diálogos regionales y establecer los compromisos de las diversas partes involucradas. Es indispensable lograr un “diálogo de saberes” entre el Estado, las comunidades y sector privado, que permita lograr acuerdos de convivencia entre las diversas culturas e intereses. Para ello, es necesario fortalecer la institucionalidad en el sector público, con el fin de que lidere procesos de diálogo de carácter preventivo y no de urgencia, frente a conflictos ya generados con las comunidades y empresas extractivas. Crear espacios para la búsqueda permanente de consensos, conduce a la creación de valor compartido para las partes involucradas.

Para lograr la **licencia social**, es necesario reconstruir la confianza entre las comunidades, la institucionalidad y las empresas operadoras. Un paso importante es que entre ellas (con Ecopetrol a la cabeza), se identifiquen los impactos ambientales no compensados (pasivos ambientales) asociados a la extracción de hidrocarburos existentes en la zona donde se pretende adelantar el PPII, se defina y se ponga en marcha estrategias para compensar dichos efectos negativos no compensados.

Es necesario diseñar junto con las comunidades que habitan las áreas donde hay potencial de explotación de YNC, cuál será la forma en que las comunidades se harán socias en las actividades de exploración y explotación. Esto no solo significa definir una participación en los beneficios del negocio, sino entrar a formar parte de instancias de decisión que toman determinaciones sobre el devenir y supervisión del proyecto.

En suma, para que exista una participación efectiva, se requiere de: Legitimidad frente a los procedimientos institucionales; actores habilitados para interactuar de manera calificada y equitativa; existencia de un actor encargado de facilitar el proceso y generar las condiciones para un diálogo horizontal; resultados de beneficio mutuo mediante la definición de metas, criterios y estándares de monitoreo, y evaluación de los eventuales acuerdos.

Construcción de visión de territorio sostenible. En el programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Medio, la región se describe como uno de los valles interandinos más ricos del país y a su vez como una región impactada por una economía extractiva y de enclave, con grandes reservas de petróleo, carbón y agua. Esta dinámica en lugar de promover la prosperidad y la riqueza de sus habitantes ha acentuado las desigualdades y la pobreza, dando paso a la violencia como la vía para la gestión de los conflictos. Este programa ha orientado su trabajo en torno a tres líneas estratégicas e interdependientes: la primera, sobre derechos humanos, diálogo y construcción de paz; la segunda, sobre procesos sociales, culturales y de gobernabilidad democrática; y la tercera, sobre procesos productivos y ambientales para la equidad y el desarrollo sostenible. Esta última línea se centra en el desarrollo regional y rural con enfoque

territorial³⁴. Esta visión de desarrollo sostenible centrada en el territorio y en la defensa de la vida, es esencial para planificar las actividades económicas de la región, de manera que sean concertadas por todos los actores sociales.

Fortalecimiento de la capacidad de veeduría y auditoría social. La veeduría y auditoría social hacen parte fundamental de la licencia social, puesto que son fuente valiosa de información sobre los impactos que puede generar un proyecto o política en un territorio determinado y promueven la vigilancia y transparencia frente a los acuerdos alcanzados.

Este mecanismo permite también, informar a la comunidad sobre el estado de avance de los procesos extractivos, verificando la consistencia entre los planes y los resultados. En este sentido, permite prevenir los conflictos y fortalecer las redes de confianza, para el beneficio de las partes. No es suficiente permitir la creación de instancias de veeduría y auditoría social; es necesario promover y fortalecer su conformación desde las instituciones del Estado, garantizando los recursos y la asistencia técnica que se requiera para tal fin.

Respecto a la realización del PPII, exploratorio y seguro. Una vez realizado el PPII, es necesario evaluar si se han superado las limitantes y si hay condiciones para que considerando el principio de precaución se considere pertinente adelantar un PPII para evaluar - como se está haciendo en Alemania-, la viabilidad de la explotación de YNC. Esto exige: Información que contenga un reconocimiento detallado de ecosistemas e hidrogeología, análisis de oferta y demanda de recursos naturales, descripción de la tecnología específica que se pretende utilizar, historia y capacidad empresarial del posible ejecutor y confiabilidad según su capacidad probada para asumir responsabilidades, sanciones y penalidades claras en caso de impactos ambientales, sociales y/o económicos negativos, bien sea previstos o imprevistos y, trámite de la llamada licencia social emitida por las comunidades locales, que satisfaga expectativas razonables en aspectos sociales, ambientales y económicas particulares, incluidas las estrategias para evitar pasivos ambientales una vez finalizada o suspendida la actividad.

Ante legislación similar y con las mismas herramientas tecnológicas, el comportamiento de los operadores es distinto según la capacidad de seguimiento y control de la autoridad ambiental (Manuel Rodríguez, Comité de Expertos 2019) y de las comunidades. Por esta razón, es clave el fortalecimiento simultáneo de la institucionalidad en aspectos técnicos y el desarrollo de su capacidad para transferir de manera permanente y en forma adecuada la información a las comunidades para que ellas apoyen de manera constructiva el cumplimiento de la legislación ambiental por parte de las empresas que adelantan el proceso de exploración y luego de extracción.

Para definir el paso de PPII a la explotación, un requisito adicional es adelantar un análisis costo-beneficio, que incluya no solo los costos y beneficios sectoriales, sino también los costos³⁵ y

³⁴ Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Medio. El programa: líneas estratégicas. En línea, consultado el 1 de diciembre de 2018, disponible en: <https://www.pdpmm.org.co/index.php/el-programa>

³⁵ Revisar en la versión extensa las consideraciones de Julio Carrizosa. Miembro de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Comunicación personal, noviembre 2018

beneficios³⁶ considerados como externalidades. Es necesario, revisar en su momento, las experiencias internacionales, medidas adoptadas y lecciones útiles para Colombia, pues esta tecnología evoluciona todos los días y frecuentemente se actualiza su evaluación, tanto en términos técnicos, como políticos y económicos.

Sobre el principio de precaución. La advertencia de la Contraloría General de la República (2012) y de la Sentencia C-703/10, el fallo del Consejo de Estado (2018) exigen que antes de iniciar un proceso con uso de fracking, se demuestre que hay condiciones para que, aun considerando el principio de precaución, se pueda adelantar la actividad. Ahora, es frecuente que se confunda o se superponga el contenido y alcances del principio de precaución con el principio de prevención. La corte ha considerado que son claramente diferenciables, aun cuando sus contenidos bien pueden considerarse perfecta y necesariamente complementarios. El principio de precaución está llamado a operar antes de que se ocasione un daño y previamente a que se tenga certeza absoluta sobre la ocurrencia del mismo; basta con que existan suficientes elementos que permitan considerar que puede tener la virtualidad de ocasionarlo, para que la intervención cautelar pueda ser realizada. A diferencia de lo que ocurre con el principio de prevención en donde se exige la existencia de certeza suficiente respecto de los riesgos o de su probabilidad de ocurrencia, de tal manera que actúa dentro de una cadena de causalidad conocida con el fin de interrumpir el curso causal respectivo y de prevenir la consumación del daño.

CONCLUSIONES

Para viabilizar el PPII hay requisitos previos y actividades que deben desarrollarse en paralelo a la ejecución del PPII y que deben ser completadas como requisitos previos a una posible explotación de YNC.

Un requisito previo a la iniciación del PPII exploración es el cumplimiento por parte de todas las instituciones públicas de los principios establecidos en la **Ley de Transparencia y Acceso a la Información Pública** (ANH, ANLA y Servicio Geológico Colombiano, entre otras), lo cual requiere hacer disponible y de manera adecuada y pedagógica toda la información referida a los procesos extractivos en general y en particular, lo relacionado con el área de influencia del PPII. Tiene que incluir una descripción completa y detallada de lo que se pretenda desarrollar durante el PPII y adelantar la evaluación de impacto ambiental con una detallada descripción de las medidas de mitigación y compensación. Un segundo requisito previo a iniciar el PPII es que se elaboren los términos de referencia para crear una propuesta de fortalecimiento institucional, tanto de las entidades nacionales, como de las regionales y locales, relacionadas con FH/PH, teniendo como referencia que los requerimientos deben llevar a una capacidad institucional por lo menos similar a las de los países desarrollados donde se adelanta FH/PH, bien como proyectos piloto o en términos comerciales, sugerimos como referentes Alemania, Inglaterra y algunos Estados en los Estados Unidos.

Se deben completar y divulgar los resultados de los estudios hidrogeológicos requeridos para minimizar el riesgo de contaminación de acuíferos durante el PPII y se debe construir una línea

³⁶ Guillermo Perry <https://m.eltiempo.com/opinion/columnistas/guillermo-perry/energia-serena-guillermo-perry-303070>

base en aspectos sociales, ambientales y económicos del área de influencia del PPII. Esto incluye la identificación de los impactos ambientales no compensados, generados por las actividades relacionadas con la extracción de hidrocarburos y el diseño y acuerdo con las comunidades de una estrategia de compensación.

Compromisos que deben hacerse explícitos y actividades que deben adelantarse durante el proceso del PPII. De manera simultánea al desarrollo del PPII, se debe iniciar el proceso de fortalecimiento de la capacidad institucional, actuar con plena transparencia institucional haciendo disponible la información y facilitando el acceso ciudadano a la información, ejecutar la estrategia de compensación por los impactos ambientales (pasivos ambientales) generados por la actividad relacionada con hidrocarburos en el área de influencia del PPII, avanzar en gestión de la licencia social para la explotación, completar la información de ecosistemas terrestres y acuáticos, biodiversidad e hidrogeología, y realizar el análisis y manejo de riesgo. Mientras estos avances no se den, según nuestro criterio y aplicando el principio de precaución, no se debería adelantar el FH/PH con fines comerciales.

Gestión de la Licencia social: La licencia social es parte central de la estrategia de disminución del riesgo de contaminación asociado al fracking y sus actividades conexas. Para conseguir la licencia social, además de la compensación por los impactos ambientales generados y no compensados (pasivos ambientales) asociados a la exploración y explotación de YC en aquellas regiones donde se pretende adelantar la explotación de YNC, es necesario mejorar la capacidad institucional y el seguimiento informado por parte de la sociedad civil a las actividades extractivas en los YC y en el PPII. Esto, como parte del proceso para la reconstrucción de confianza de las comunidades en las instituciones y en las empresas operadoras.

Información completa, validada y pública sobre aspectos hidrogeológicos y ecosistémicos: Para disminuir los riesgos de contaminación de acuíferos y el deterioro de la biodiversidad y de los ecosistemas terrestres, es indispensable generar información completa y suficiente sobre aspectos hidrogeológicos y ecosistémicos en las áreas donde se pretenda adelantar un PPII de explotación. Esta información debe ser validada y publicada por entidades públicas nacionales y regionales.

La información de uso e impacto sobre los recursos naturales debe ser pública, además su uso y monitoreo debe hacerse en línea y estar disponible para las comunidades locales. Igualmente debe ser pública la información de los resultados del PPII y más adelante los de la explotación de hidrocarburos, si esta llega a darse (ANH, ANLA entre otras).

Acordar un esquema para la participación comunitaria en toma de decisiones: Una herramienta adicional para hacer de las comunidades locales unas aliadas en los procesos, es que las comunidades locales sean socias en los procesos de explotación de hidrocarburos. Esto incluye definir –como se propone en Inglaterra– un porcentaje de participación en el valor de la producción o los ingresos totales que genere el proyecto, que pueden ir a un fondo para el apoyo al desarrollo regional y definir un mecanismo para que voceros de las comunidades entren a formar parte de instancias de decisión para estar informados de las determinaciones y resultados de la explotación de hidrocarburos que son de su interés. Esta estructura de participación debe definirse y hacerse operativa durante el PPII y estar funcionando de manera previa al inicio de la explotación. Se deben acordar indicadores claros para asegurar que los resultados de las

actividades extractivas se expresen en la creación de valor económico, social y ambiental que beneficie a las comunidades locales, al Estado y el sector privado.

Se considera que superar los requisitos necesarios para avanzar del PPII a la explotación comercial, requiere mínimo de dos años para generar y fortalecer la capacidad institucional, generar la información hidrogeológica y ecosistémica, identificar y compensar por los impactos generados (pasivos ambientales) por los YC en el área de influencia, y gestionar la licencia social para la explotación.

Creación de un Pacto de Estado: Para que el uso del fracking se asocie a la gestión de territorios sostenibles y al desarrollo sostenible del país, más que una política de gobierno es necesaria una política de Estado, donde se articulen todos los actores en torno a una nueva matriz energética, que permita el desarrollo integral y sostenible. Dicho Pacto constituiría una oportunidad para impulsar la diversificación de la economía y alinearse con los convenios internacionales como el 169 de la OIT, el Acuerdo de París y alcanzar los ODS. Esto se debe articular con el reciente pronunciamiento del Comité de Derechos Económicos, Sociales y Culturales de Naciones Unidas (Noviembre 1 de 2018) en su informe (E/C.12/ARG/CO/4), donde hace observaciones finales sobre el cuarto informe periódico de la Argentina y en su literal C. Principales motivos de preocupación y recomendaciones, numeral 14, recomienda al Estado parte reconsiderar la explotación a gran escala de combustibles fósiles no convencionales mediante fracturación hidráulica en la región de Vaca Muerta para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones en virtud del Pacto, a la luz de los compromisos del Acuerdo de París. Asimismo, el Comité alienta al Estado parte a que fomente energías alternativas y renovables, reduzca las emisiones de gases de efecto invernadero y establezca metas nacionales con parámetros de referencia definidos en el tiempo. Esto se articula con las declaraciones recientes de la Ministra de Minas y Energía, María Fernanda Suárez (Gobierno alista revolcón en el sistema eléctrico, enero 20/2019, El Espectador) quien anuncia el impulso desde el Plan Nacional de Desarrollo a las fuentes renovables alternativas para el desarrollo del sector eléctrico.

Bibliografía

Boutilier y Thomson. 2011. La Licencia Social para Operar. Publicado en Darling, P.; SME Manual de Ingeniería Minera, capítulo 17.2, págs. 1779-1796, Sociedad de Minería, Metalurgia y Exploración, Littleton, Colorado, EEUU. En línea, consultado el 30 de noviembre de 2018, disponible en: https://www.stakeholder360.com/La_Licencia_Social_SME_capitulo_2011_espa%C3%B1ol.pdf

Grupo de Diálogo sobre Minería en Colombia (GDIAM). Propuestas para una visión compartida sobre la minería en Colombia. 2015.

Agencia de Noticias Universidad Nacional. Proyectos mineros deben contar con licencia social. 2015. En línea, consultado el 1 de diciembre de 2018, disponible en: <http://agenciadenoticias.unal.edu.co/detalle/article/proyectos-mineros-deben-contar-con-licencia-social.html>

Diario Oficial de la Unión Europea. 2014. Recomendación de la Comisión relativa a unos principios mínimos para la exploración y producción de hidrocarburos (como el gas de esquisto) utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen.

Comisión Interamericana de Derechos Humanos. Derechos de los Pueblos Indígenas y Tribales sobre sus tierras ancestrales y recursos naturales. Normas y jurisprudencia del Sistema Interamericano de Derechos Humanos, OEA/Ser.L/V/II, Doc. 56/09, 30 de diciembre de 2009, párr. 285.

Corte IDH. Caso Pueblo Indígena Kichwa de Sarayaku vs. Ecuador, Fondo y Reparaciones, Sentencia de 27 de junio de 2012, Serie C No. 245, párrs. 167 y 186.

RCN Radio. Todo listo para iniciar los proyectos piloto de fracking en el país. Consultado el 30 de noviembre del 2018, disponible en: <https://www.rcnradio.com/economia/todo-listo-para-iniciar-los-proyectos-piloto-de-fracking-en-el-pais>

La República. ANLA archivó el trámite de dos licencias para desarrollar fracking en Magdalena. Noviembre de 2018. Consultado el 3 de diciembre de 2018, disponible en: <https://www.larepublica.co/economia/anla-archivo-el-tramite-de-dos-licencias-para-desarrollar-fracking-en-magdalena-2791510>

The Federal Government. No fracking in Germany. Disponible en: <https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/sustainability/no-fracking-in-germany-391340>

Contraloría General de la República. Comunicado de prensa No. 136. Agosto de 2018. https://www.contraloria.gov.co/contraloria/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/-/asset_publisher/9IOzepbPkrRW/content/contralor-pide-suspender-su-aplicacion-el-pais-no-esta-suficientemente-preparado-para-mitigar-los-riesgos-y-afectaciones-del-fracking-

Contraloría General de la República. Comunicado de prensa No. 106. https://www.contraloria.gov.co/contraloria/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/-/asset_publisher/9IOzepbPkrRW/content/contraloria-encontro-hallazgos-fiscales-por-100-mil-millones-en-10-corporaciones-autonomas-regionales

CGR-CDMA. (2016). *Informe de Auditoría a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA. Vigencia 2015.* Bogotá, D. C.: Contraloría General de la República (CGR), Contraloría Delegada para el Medio Ambiente (CDMA), CGR-CDMA-DVF No. 006

Consejo de Estado. Consejo de Estado suspende normas que regulan el fracking. Disponible en: <http://www.consejodeestado.gov.co/news/consejo-de-estado-suspende-normas-que-regulan-el-fracking/>

Consejo Nacional de Planeación, 2011. *“Prosperidad para todos y todas. Concepto del Consejo Nacional de Planeación sobre las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014”.* Bogotá D.C 2011

Consejo Nacional de Planeación, 2014. Informe de evaluación Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 “Prosperidad para todos”. Septiembre 2014.

Department of energy and climate change. Government response to the environmental Audit committee's inquiry into environmental Risks of fracking. Disponible en: <http://data.parliament.uk/writtenevidence/committeeevidence.svc/evidencedocument/environmental-audit-committee/environmental-risks-of-fracking/written/18683.pdf>

New York State. Final supplemental generic environmental impact statement on the oil, gas and solution mining regulatory program. Disponible en: https://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/findingstatehvhf62015.pdf

Environmental Protection Agency. 2016. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Executive Summary. Office of Research and Development, Washington, DC. EPA/600/R-16/236ES.

Fierro Morales, J. 2018. Aportes geoambientales para la discusión del fracking en Colombia. En prensa.

Fierro Morales, J. 2016. Evaluación socioambiental de los impactos de la actividad petrolera en el corredor Puerto Vega - Teteyé (Putumayo). Comisión Minero-energética y ambiental para el Putumayo. Bogotá 2016.

Government UK. Guidance on fracking: developing shale gas in the UK. Disponible en: <https://www.gov.uk/government/publications/about-shale-gas-and-hydraulic-fracturing-fracking/developing-shale-oil-and-gas-in-the-uk>

New York State, Department of Health. A Public Health Review of High Volume Hydraulic Fracturing for Shale Gas Development. 2014. Disponible en: https://www.health.ny.gov/press/reports/docs/high_volume_hydraulic_fracturing.pdf

Guzman-Hennessey, M. 2018. Fracking Colombia 2019: el factor de las emisiones GEI. Documento en borrador, en el contexto de la Comisión Fracking del Gobierno de Colombia, 2018. Bogotá.

Kassotis, C. D.; S C. Nagel and H. M. Stapleton. "Unconventional Oil and Gas Chemicals and Wastewater-Impacted Water Samples Promote Adipogenesis via PPAR? -Dependent and Independent Mechanisms in 3T3-L1 Cells,"; *Science of the Total Environment*, June 21, 2018. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2018.05.030

Kondash, A.J; N.E. Lauer & Vengosh, A. "The Intensification of the Water Footprint of Hydraulic Fracturing,"; *Science Advances*, August 17, 2018. DOI: 10.1126/sciadv.aar5982

Nicholas School of the Environment. Water use for fracking has risen by up to 770 percent since 2011. 2018. Disponible en: <https://nicholas.duke.edu/about/news/water-use-fracking-has-risen-770-percent-2011>

Noticias de la Ciencia y la Tecnología. Materiales Radiactivos en la contaminación provocada por el fracking. Disponible en: <https://noticiasdelaciencia.com/art/22610/materiales-radiactivos-en-la-contaminacion-provocada-por-el-fracking>

El Tiempo. 2018. El Petróleo no es el futuro. Disponible en: <https://www.eltiempo.com/opinion/columnistas/jose-antonio-ocampo/el-petroleo-no-es-el-futuro-172288>

El Tiempo. 2018. Energía Serena. Disponible en: <https://m.eltiempo.com/opinion/columnistas/guillermo-perry/energia-serena-guillermo-perry-303070>

House of Commons. 2015. Environmental risks of fracking. Disponible en: <https://publications.parliament.uk/pa/cm201415/cmselect/cmenvaud/856/856.pdf>

Mesa de la Sociedad Civil para la transparencia en las Industrias Extractivas. Transparencia en Minería y Petróleos. 2016. Disponible en: <http://mesatransparenciaextractivas.org/Portals/0/Publicaciones/Transparencia%20en%20miner%C3%81a%20y%20petro%CC%81leos.pdf?ver=2018-02-02-092041-757>

Razón Pública. ¿Son deducibles las regalías como costo en el impuesto a la renta? 2017. Disponible en: <https://www.razonpublica.com/index.php/econom-y-sociedad-temas-29/10672-son-deducibles-las-regal%C3%ADas-como-coste-en-el-impuesto-a-la-renta.html>

Razón Pública. Renta Minera y Regalías: un debate ineludible. 2013. Disponible en: <https://www.razonpublica.com/index.php/econom-y-sociedad-temas-29/6890-renta-minera-y-regalias-un-debate-ineludible.html>

OECD/ECLAC (2014), *OECD Environmental Performance Reviews: Colombia 2014*, OECD Publishing.

Ruiz, J.P. (2018) Evaluación Aspectos Ambientales en la ejecución del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018. Consejo Nacional de Planeación, Bogotá. Abril, 2018.

Ruiz, J.P & X. Castillo (2018). Evolución del SINA de cara a las industrias extractivas y perspectivas. Foro Nacional por Colombia (en prensa)

Rudas, G. (2018). Visión panorámica de las fuentes de financiación del SINA. Foro Nacional por Colombia (en prensa)

Rudas, G & M. Cabrera (2017). Colombia and China: Social and Environmental Impact of Trade and Foreign Direct Investment. In *China and Sustainable Development in Latin America: The Social and environmental dimension*. M.E. Rebeca Editor, New York, Anthem Press, 2017.

The Guardian. WA Government lift statewide fracking ban. 2017. Disponible en: <https://www.theguardian.com/environment/2018/nov/27/wa-government-lifts-statewide-fracking-ban>

A., Andrade A., Saavedra K., Amaya P. y P. Arévalo. 2017. Estado de los Ecosistemas Colombianos: una aplicación de la metodología de la Lista Roja de Ecosistemas (Vers2.0). Informe Final. Pontificia Universidad Javeriana y Conservación Internacional- Colombia. Bogotá. 138 pp.

Etter, A., A. Andrade, P. Amaya, P. Arévalo. 2015. Estado de los Ecosistemas Colombianos – 2014: Una ampliación de la metodología de lista roja de ecosistemas.

Consejo de Estado. 2018. Sala de lo Contencioso administrativo, Sección Tercera, Subsección B Expediente 20160014000 (57.819). Consejero Ponente RAMIRO PAZOS GUERRERO. 2018.

Consejo de Estado, Sentencia C-703 de 2010.

Fierro Morales, J. 2018. Aportes geoambientales para la discusión del fracking en Colombia. En prensa

Guhl-Nannetti, E. 2018. Consideraciones frente al fracking y el futuro energético. Miembro Academia Colombiana de Ciencias exactas Físicas y Naturales.

Guhl-Nannetti, E. 2018A. La incertidumbre y el fracking: ¿hipotecar el presente para volver al pasado? Semana Sostenible.

Guhl-Nannetti, E. 2018B. La Gestión integrada del Agua y el Territorio en la región Hídrica de Bogotá, Pagina 9 – 60. En Guhl-Nannetti, E., M. Guzman-Hennessey, J. Carrisoza, & M. Pacheco. 2018. La Construcción del Territorio Sostenible. Un asunto complejo. 130 pp. Sociedad de Mejoras y Hornato de Bogotá.

Guzman-Hennessey, M. 2018. Fracking Colombia 2019: el factor de las emisiones GEI. Documento en borrador, en el contexto de la Comisión Fracking del Gobierno de Colombia, 2018. Bogotá.

IDEAM - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia. 2014. Estudio Nacional del Agua. Bogotá, D. C., 2015. 496 páginas. ISBN: 978-958-8067-70-4

IDEAM - Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia 2013. *Zonificación y codificación de unidades hidrográficas e hidrogeológicas de Colombia.* Bogotá: IDEAM.

Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, 2014. <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>

Informe Especial 1.5 del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, 2018. <https://www.ipcc.ch/report/sr15/>

© 2019 COMISIÓN INTERDISCIPLINARIA INDEPENDIENTE